



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

Operación y Mantenimiento

para plantas solares fotovoltaicas



1.	RESUMEN	5
	1.1 Aspectos a considerar en la fase de desarrollo del proyecto	6
	1.2 Algunos puntos importantes a considerar en la fase de ingeniería	9
	1.3 Consideraciones generales respecto a O&M	12
	1.4 Operación	14
	1.5 Mantenimiento	15
2.	KEY PERFORMANCE INDICATORS (KPIs)	17
	2.1 Performance Ratio o razón de desempeño de una planta solar fotovoltaica	19
	2.2 Producción	22
	2.3 Disponibilidad de una planta solar fotovoltaica	23
	2.4 Otros KPIs	26
	2.5 Errores de KPIs	29
3.	OPERACIÓN	31
	3.1 Las áreas de operación de una planta solar fotovoltaica son:	33
	3.1.1 Monitoreo de la planta solar fotovoltaica	33
	3.1.2 Control de la planta solar fotovoltaica	34
	3.1.3. Actividades adicionales de operación	37
	3.1.4. Coordinación de actividades de mantenimiento	37
	3.1.5 Sistema CCTV y seguridad perimetral	38
	3.1.6 Capacitación del personal	38
	3.1.7 Administración	38
	3.2 El operador de una planta solar fotovoltaica	39
4.	TIPOS DE MANTENIMIENTO	41
	4.1 Mantenimiento predictivo (condition based maintenance)	43
	4.2 Mantenimiento preventivo	44
	4.3 Mantenimiento correctivo	47
	4.4 Mantenimiento extraordinario	51
	4.5 Servicios adicionales	51
	4.6 Apéndice – Corrosión	52
5.	EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	55

Edición y diseño: Comunicación Programa de Energías Renovables (PEERR II)

Publicado por: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Nombre del proyecto: Programa de Energías Renovables (PEERR II)

Autor: Peter Ruth

Revisores: Carlos Cabrera, Arturo Loayza, Hugo Oliver

6.	PARTES DE REPUESTO	65
	6.1 Almacenamiento	63
	6.2 Clasificación de las partes de repuesto	69
7.	INSPECCIÓN	71
	7.1 Bases de las inspecciones	73
	7.2 Las inspecciones	74
	7.2.1 Módulos Fotovoltaicos	75
	7.2.2 Estructura	78
	7.2.3 Cableado	83
	7.2.4 Estado de etiquetas	86
	7.2.5 Ductos	86
	7.2.6 Prensaestopas	87
	7.2.7 Conectores de cables string (MC 4)	87
	7.2.8 Bandejas	88
	7.2.9 Caja combinadora o String combiner Box (SCB)	88
	7.2.10 Inversor	92
	7.2.11 Transformador	94
	7.2.12 Celdas de baja y media tensión	94
	7.2.13 Fundamentos	95
	7.2.14 Estaciones meteorológicas	95
	7.2.15 Cámaras de zanjas	97
	7.2.16 Vallado y sistema de CCTV	98
	7.2.17 Erosión	99
	7.2.18 Limpieza de equipos (polvo, etc.)	99
	7.2.19 Señales de plagas	99
8.	ENSAYOS Y MEDICIONES TEMPORALES	101
	8.1 Termografía	103
	8.2 Electroluminescencia (EL)	108
	8.3 UV fluorescencia	110
	8.4 Curva I-V	110
	8.5 Performance Ratio (PR)	112
	8.6 Ensayos eléctricos en plantas solares fotovoltaicas	112
	8.6.1 Continuidad	113
	8.6.2 Inspección de la puesta a tierra de cajas y equipos	113
	8.6.3 Pruebas de aislamiento de cables con instrumentos estándar	114
	8.6.4 Polaridad	115
	8.6.5 Medición de voltaje (Voc – circuito abierto)	115
	8.6.6 Medición de corriente	116
	8.6.7 Descubrir y medir la reducida producción	117
9.	MONITOREO: EQUIPOS DE MEDICIÓN INSTALADOS EN LA PLANTA	119
	9.1 Medición de irradiación global horizontal y de irradiación en el plano de los módulos fotovoltaicos (POA – “Plane of array”)	121
	9.2 Sensor de temperatura del módulo fotovoltaico	122
	9.3 Anemómetro	123
	9.4 Soiling Station	123
	9.5 Medición de producción	125

10.	DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	127
	10.1 Light-induced cell degradation (LID)	130
	10.2 Light and Temperature induced degradation (LeTID)	131
	10.3 Delaminación	131
	10.4 Baja adherencia del backsheet	132
	10.5 Decoloración de la lámina EVA (Yellowing)	133
	10.6 Degradación del backsheet	133
	10.7 Fallas de la junction box	134
	10.8 Daños al marco del módulo	135
	10.9 Grietas y microgrietas de celdas	136
	10.10 Hot spots	139
	10.11 Marcas de quemadura, Burn marks	139
	10.12 Potential induced degradation (PID)	140
	10.13 Busbars desconectados	141
	10.14 Daños por presión mecánica	142
	10.13.1 Presión mecánica por nieve	142
	10.13.2 Presión mecánica por viento	142
	10.15 Degradación por radiación UV	143
	10.16 Degradación por ambientes con amoníaco	143
11.	GESTIÓN DE VEGETACIÓN, EROSIÓN Y PLAGAS	145
	11.1 Manejo de vegetación	146
	11.2 Gestión de erosión	151
	11.3 Limpieza del terreno	152
	11.4 Control de plagas	152
12.	LIMPIEZA	155
	12.1 Limpieza de equipos	156
	12.2 Limpieza de módulos	157
	12.2.1 Orígenes del ensuciamiento	157
	12.2.2 Equipos de limpieza	158
	12.2.3 Tipos de limpieza	161
	12.3 Limpieza del backsheet de módulos	165
	12.4 Remover nieve	165
13.	SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL	167
	13.1 Actividades del prevencionista	169
	13.2 Riesgos comunes de trabajos de O&M	170
	13.3 Peligros eléctricos principales	170
	13.4 Equipos de protección personal (EPP)	171
	13.5 Limitaciones de áreas de peligro, Lockout / Tagout (LOTO)	172
	13.6 Cadena de información	173
	13.7 Capacitación	173
	13.8 Protección contra caídas	173
	13.9 Herramientas eléctricas	174
	13.10 Desconectando circuitos	175
	13.11 Trabajando con circuitos energizados	176
	13.12 Ensayos y mediciones	177
	13.13 Extintores	178
	13.14 Sustancias peligrosas	178



13.15 Trabajos de noche	178
13.16 Visitas	179
13.17 Coordinación con servicios de emergencia	179
13.18 Primeros auxilios	179
13.19 Reportes y estadísticas	179
14. MANEJO ECONÓMICO DE O&M	181
14.1 Desglose general de costos por rubro de O&M	183
14.2 Desglose detallado de costos por rubro y de parámetros que determinan los costos	183
14.3 Desglozando los precios en partidas (no en rubros como se menciono anteriormente)	186
14.4 Reservas generales	186
14.5 Ejemplo: limpieza de módulos	187
14.6 Valor de O&M en caso de venta del asset	187
15. GARANTÍAS	189
15.1 Garantía de instalación	191
15.2 Garantía de producto	191
15.3 Garantías de rendimientos de módulos fotovoltaicos	193
15.4 Garantías de rendimiento de plantas solares fotovoltaicas	195
15.5 Garantía de disponibilidad de la planta	195
16. SEGUROS	197
16.1 Seguro a todo riesgo	200
16.2 Seguro de rendimiento reducido	202
16.3 Seguro de cobertura de pérdida de ingresos	202
16.4 Seguro de responsabilidad (o contra terceros)	203
17. NORMAS	205
Sistemas	206
Componentes	206
Monitoring	211
Calidad	211
Medio ambiente	211
Salud y Seguridad ocupacional	211

AVISO LEGAL

En este libro el autor comparte su experiencia y la experiencia de los coautores, quienes trabajaron varios años en sus áreas respectivas y quiere darle al lector un documento base para temas de operación y mantenimiento (O&M) de plantas solares fotovoltaicas.

El autor, con base en su experiencia y documentación de plantas solares fotovoltaicas de ENDE, elaboró el presente manual, el cual comprende los diferentes aspectos del trabajo del equipo de ENDE. Este manual no aplica a todas las plantas solares fotovoltaicas o alguna en específico (la información es de tipo general).

Los lectores deben evaluar y verificar la información a través de documentos oficiales de: contratista principal EPC (Engineering, Procurement & Construction), fabricantes, proveedores de componentes, proveedores de equipos y empresas de O&M, para su respectiva planta solar fotovoltaica.

El presente manual da información con respecto a operación y mantenimiento de plantas solares fotovoltaicas, de ninguna manera intenta ser una norma de O&M de las mismas. El manual da información útil en las diferentes áreas que se presenten, de igual manera, es responsabilidad del inversionista exigir capacitación, por parte de los diferentes proveedores de componentes y equipos, para el personal de trabajo y es responsabilidad de cada empleado (o personal externo trabajando en la planta) obtener información necesaria de la documentación del contratista principal (EPC) y de los diferentes proveedores, para poder operar y mantener la planta solar fotovoltaica.

Todo tipo de información, dato, tabla, fotografía, etc. del presente manual sirve solo como

EL AUTOR NO ASUME NINGUNA RESPONSABILIDAD DE COMO LOS LECTORES APLIQUEN LA INFORMACIÓN DEL PRESENTE MANUAL. LO DETALLADO EN ESTE DOCUMENTO ES DE TIPO EJEMPLAR Y CUALQUIER MÉTODO, PLAN, MANUAL O PROCEDIMIENTO MENCIONADO DEBE SER VISTO SÓLO COMO APOYO, PARA ENTENDER DE QUÉ Y CÓMO TRABAJAR EN LAS DIFERENTES ÁREAS DEL TERRENO. MÉTODOS, PLANES, MANUALES O PROCEDIMIENTOS DEBEN SER ELABORADOS CON BASE EN INDICACIONES DE LOS PROVEEDORES.

guía, puede no ser actualizado o incluso ser erróneo, es responsabilidad del lector estudiar la documentación original del proyecto de la planta solar fotovoltaica y actuar con base en ellos.

El autor de ninguna manera es responsable de cualquier daño directo o indirecto, sea daño material (de la planta solar fotovoltaica, equipos o componentes) o daños a personas (seguro y salud ocupacional).

El manual incluye información de la experiencia del autor, no debe tomarse como instructivo o normativa.

Antes de cualquier acción hay que revisar las instrucciones, documentos técnicos y manuales de los fabricantes y, en especial, los reglamentos y manuales de seguridad y salud ocupacional.

ABREVIACIONES

ANPC	Active Neutral Point Clamped (Activo Neutral Punto Sujeto)
ANTI ISLANDING	Sistema cual evita que inversores siguen inyectando si no hay tensión en la red
AS-BUILT	Documentación fin de obra
ASSET	Activo
BACKSHEET	Lámina exterior del lado trasero de un módulo fotovoltaico
BASELINE	Valor de Referencia
BOM	Bill of Material (Lista de Materiales)
BROWNING	Decoloración de láminas
BURN MARKS	Manchas de quemaduras
BUSBAR	Vía de conexión
CA	Corriente Alterna
CAPEX	Capital Expenditure (Gasto de Capital)
CC	Corriente Continua
CCTV	Closed Circuit Television (Circuito Cerrado de Televisión)
CCD	Charged Coupled Device (Dispositivo Acoplado de Carga).
Checklists	Lista de verificación
CLIPPING	Limitación de producción a partir de un cierto valor
CRACKING	Fisura en la lámina trasera
CT	Current Transformer (Transformador de Corriente)
CURTAILMENT	Limitación de recepción de energía por la empresa eléctrica
CURVA I-V	Curva de Corriente / Voltaje
Damp heat	Prueba de Calor Húmedo
DOWNTIME	Tiempo de Inactividad
DPS	Dispositivos de Protección contra Sobretensiones
DSL	Línea de Abonado Digital o Línea de Suscriptor Digital
ELECTROLUMI-NESCENCIA	Iluminación por una cierta longitud de ondas infrarrojas

EN	Euronorm (Norma Europea)
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
EPC	Engineering Procurement and Construction (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción)
EPP	Equipo de Protección Personal
EVA	Etilvinilacetato
FAC	Final Acceptance Certificate (Certificado de Aceptación Final)
FF	Fill Factor (Factor de llenado)
GFDI	Interruptor de Falla/ a Tierra Fotovoltaico
GWh	Gigawatt hora
GWp	Gigawatt pico
HALF CUT	Partido en dos partes
HDPE	Polietileno Expandido de alta Densidad
HOT SPOT	Punto caliente
Hz	Hertz
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
IGBT	Insultated-gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Puerta Aislada)
Input	Entrada
Ipmp	Amperaje en el Punto de Máxima Potencia
IR	Infrarrojo
Isc	Corriente de Cortocircuito
ISO	International Organisation for Standardization (Organización Internacional de Estandarización)
JUMPER	Puente
JUNCTION BOX	Caja de conexiones
K	Kelvin

KPI	Key Performance Indicators (Indicador Clave de Rendimiento)
kVAR	kilovolt Ampere Reactivo
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Energía)
Lead Time	Tiempo de entrega
LeTID	Light and Temperature Induced Degradation (Degradación Inducida por la Luz y la Temperatura)
LID	Light Induced Degradation (Degradación inducida por la Luz)
LONG LEAD ITEMS	Componentes de largo plazo de entrega
LOTO	Lock Out Tag Out (Bloqueo y Etiquetado)
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowatt hora
kWp	Kilowatt pico
MISSMATCH	Desnivel en stings de módulos
MT	Media Tensión
MWh	Megawatt hora
MWn	Megawatt nominal
MWp	Megawatt pico
Nm	Newton metro
O&M	Operación y Mantenimiento
OMC	Out of Management Control (Control de Gestión Externo)
OPEX	Operational Expenditures (Gasto Operacional)
Pa	Pascal
PAC	Provisional Acceptance Certificate (Certificado Provisional de Aceptación)
PERC	Passivated Emitter and Rear Contact (Emisor Pasivo y Contacto Trasero)

PID	Potential Induced Degradation (Degradación Inducido por Potencial)
POA	Plane of Array (Irradiancia del Plano de los Módulos)
PPA	Power Purchase Agreement (Acuerdo de Compra de Energía)
PR	Performance Ratio (Indicador de Desempeño)
PT 1000	Sensor de Temperatura cual contiene un resistor de 1000 Ohm
PV Syst	Software para simular plantas solares fotovoltaicas
SAI	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
SCB	String Combiner Box / Caja Combinadora de cadenas de módulos
SF6	Hexafloruro de Azufre
Shut-down	Apagado
SOILING	Ensuciamiento de módulos
H&S	Seguridad & Salud Ocupacional
STC	Standard Test Conditions (Condiciones de Prueba Estándar)
String	Cadena de módulos
Trouble shooting	Resolución de problemas
USD	Dólar de EE.UU.
UL	Underwriters Laboratories Inc.
UV	Ultravioleta
V	Voltaje
Voc	Voltaje Circuito Abierto
W	Watt
Wp	Watt pico
YELLOWING	Decoloración de láminas

1

RESUMEN



RESUMEN

EL O&M DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EMPIEZA EN LA FASE DE DESARROLLO DEL PROYECTO, CUANDO SE ELIGE LA REGIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS), EL TERRENO (PROPIEDADES GEOTÉCNICAS, ETC.) Y EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN (PROPIEDADES DE LA RED ELÉCTRICA) DE SU INSTALACIÓN.

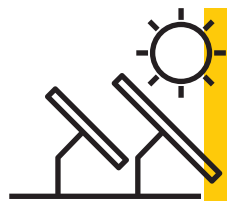


» **Atmósfera agresiva (cloruros, sulfatos, etc.):** Puede causar corrosión.

» **Suelo agresivo:** Puede causar corrosión.

» **Polvo:** Se requiere de frecuente limpieza en módulos fotovoltaicos y en la tecnología de refrigeración de inversores (termosifón / con agua / con aire, frecuente cambio de filtros). Se debería buscar un terreno con suelo firme y una capa de vegetación densa pero baja.

» **Sombras:** Verificar si hay sombras cercanas y/o lejanas (árboles, edificios, montañas). Cuanto más cerca esté una sombra, más influye en la operación de los módulos fotovoltaicos. Se debe conseguir el permiso requerido para cortar la vegetación que causa sombra.



1.1 ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA FASE DE DESARROLLO DEL PROYECTO



Fotografía N° 1. Inundación de caja combinadora y centro de inversión

» **Temperatura:** Altas temperaturas provocan una reducción de eficiencia y degradan de manera más rápida los módulos fotovoltaicos, inversores y otros componentes.

» **Radiación UV:** Alta radiación UV causa degradación anticipada de los materiales (especialmente plásticos).

» **Lluvia:** En caso de fuertes lluvias que provoquen la acumulación de agua, se debe invertir en sistemas de drenaje y control de erosión.

» **Humedad:** La humedad puede afectar la galvanización de estructuras metálicas y la degradación de los módulos fotovoltaicos, también puede influir en el comportamiento de los equipos electrónicos y disminuir su vida útil.

» **Topografía:** La estructura de montaje solo permite un cierto grado de inclinación del terreno.



Fotografía N° 2. Sombras cercanas causada por árboles

» **Viento:** Evitar en lo posible lugares con fuertes vientos para no sobredimensionar los elementos de las estructuras de los módulos fotovoltaicos que puedan liberarse de sus anclajes.

» **Granizo:** Si la planta solar fotovoltaica se encuentra en una zona de alta probabilidad de granizo existe riesgo de daño en los módulos.

- En Oruro y Uyuni hay una probabilidad de 6 eventos de granizo durante los 25 años de vida útil de las plantas solares fotovoltaicas.

» **Nieve:** Si existe nieve en la zona, los módulos fotovoltaicos (en especial sus marcos) se verán afectados (según datos meteorológicos solo hay nieves leves en Oruro y Uyuni durante el invierno boliviano).

» **Terremoto:** Inspecciones y trabajos adicionales como: reajuste de tornillos, ajuste de estructuras, etc.

- » Rayos: Dependiendo la ubicación y el tamaño de la planta solar fotovoltaica, el rayo puede ser un fenómeno el cual debemos prevenir. Rayos de gran magnitud pueden dañar múltiples módulos, cableados, interruptores, equipos de protección y circuitos internos de inversores, mientras que, los rayos de menor magnitud pueden llegar a dañar algunos módulos, cableados y el sistema de monitoreo.

- » Terrenos alrededor de la planta: Verificar si existen permisos de construcción de edificios que puedan producir sombras.
- » Ubicación de la planta.
 - Si se encuentra cerca de una ciudad, el traslado del personal calificado será más fácil y rápido.
 - Verificar el acceso a los caminos.
 - Investigar si se requiere permisos para acceder a los caminos.



- » Del terreno, verificar si existen.
 - Caminos que crucen el terreno.
 - Servidumbres.
 - Canales o drenajes dentro del terreno.

La próxima fase, en la cual ya se debe considerar O&M, es en la ingeniería de la planta solar fotovoltaica.



1.2 ALGUNOS PUNTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR EN LA FASE DE INGENIERÍA

Estructura de montaje

- » Si hay fuertes vientos en el área del proyecto es aconsejable usar estructuras de dos postes en vez de estructuras mono poste y espigas continuas en vez de tornillos autorroscantes. En general, es necesario sobredimensionar las estructuras. La fijación de los módulos fotovoltaicos requiere especial atención.
- » En caso de fuertes vientos exigirá mucho trabajo revisando las tuercas.
- » Topografía, si existen desniveles pronunciados elegir estructuras adecuadas para la zona.
- » Tipo de estructura: fijo o seguidor, en caso de estructuras fijas el mantenimiento es más sencillo.
- » Corrosión, si la zona presenta mucha humedad y/o un ambiente agresivo, debe prestarse especial atención ante una galvanización pronunciada en las partes metálicas.
- » Suelo agresivo, galvanización adecuada, hormigón o cathodic corrosion protection (Protección contra corrosión catódica).
- » La distancia entre el suelo y la primera fila de los módulos fotovoltaicos debe ser lo suficientemente amplia para poder realizar el corte del pasto manualmente y/o con máquinas.
- » En caso de posibles nevadas, prevenir una distancia amplia entre el suelo y los módulos y un ángulo de inclinación moderado.
- » Dejar suficiente espacio entre filas de los módulos para que las maquinas puedan acceder (por ejemplo, para la limpieza de módulos).

Módulo fotovoltaico

- » Si hay fuertes vientos se debe elegir módulos fotovoltaicos certificados para altas presiones (5.400 Pa en vez de 2.400 Pa, en casos extremos hasta 10.000 Pa).
- » Elección del módulo (certificados y ensayos que tiene el módulo para ser apto para la zona de instalación referente a la temperatura, radiación UV, humedad, etc.) para evitar daños y cambios prematuros del mismo.
- » Si hay eventos de granizo en la zona, se tiene que usar módulos fotovoltaicos con mayor grosor del vidrio.
- » Si hay mucha nieve en la zona de la planta solar fotovoltaica, usar módulos que logren soportar el peso adicional que proporcione la nieve (especialmente en los marcos).



Inversor

- » Tipo del inversor (string o central), se requiere de personal capacitado en mantenimiento y logística, en caso de falla de un inversor central.
- » En caso de posibles inundaciones, elevarlo para evitar la filtración de agua.
- » En zonas de altas temperaturas, se debe seleccionar un sistema de disipación de calor y/o sistema de refrigeración adecuado.

Elevadas alturas

- » Hay que calcular el derating (derrateo) de los componentes (debido a que la altura no mejora el rendimiento).
- » Mayor tasa de falla de los semiconductores, puede ser provocado por rayos cósmicos.
- » Los componentes se ven seriamente afectados por condiciones climáticas extremas, como:
 - Deltas de temperaturas mínimas / máximas.
 - Rayos UV.
 - Agresivas condiciones de corrosión .

Topología de inversores:

- » En general 3 niveles de ANPC.
- » Se puede subir a 5 o 7 niveles, pero con más niveles se obtiene más puntos de falla (ejemplo: IGBTs).

Transformador

En una planta solar fotovoltaica generalmente solo hay un transformador. Si este falla, la planta completa no genera y el reemplazo del transformador puede demorar meses.

En la fase de ingeniería es aconsejable buscar la óptima solución de tamaño y tipo del transformador. Desde el punto técnico y económico (suponiendo que no falle) un transformador de gran magnitud es la solución óptima.

Si se toma en consideración el fuerte impacto económico, en el caso que falle un transformador de gran magnitud, se puede contemplar la idea del uso

de varios transformadores pero de menor magnitud. Transformadores de menor magnitud tienen la ventaja de ser un commodity (producto) que tienen un plazo relativamente corto de reemplazo (unas semanas).

Si el inversionista de la planta solar fotovoltaica cuenta con varias instalaciones similares, es aconsejable emplear transformadores con las mismas características técnicas en todas las plantas y tener por lo menos un transformador como repuesto en todo momento. Debido a que si un transformador llegase a fallar en cualquiera de las plantas, habrá un transformador de repuesto disponible de manera inmediata.

Puntos a considerar

- » Instalar un transformador de gran magnitud o varios de menor magnitud (ventaja de tener transformadores de menor magnitud es que se puede tener uno como parte de repuesto, o aún mejor si es un transformador de corriente comprarlo a corto plazo en caso de una falla durante la vida útil de la planta).
- » En caso de tener varias plantas solares fotovoltaicas, es ventajoso usar siempre transformadores de las mismas características.
- » Averiguar tiempos de reemplazo.
- » Considerar el peso y las dimensiones de los transformadores (transporte al terreno, transporte dentro del terreno y trabajos con grúa).
- » Transformadores en seco podrían causar problemas si predominan temperaturas altas.
- » En caso de posibles inundaciones debemos elevar el transformador para evitar la filtración de agua.
- » Tipo de aceite, averiguar que exigencias ambientales rigen.



Cajas (ejemplo cajas combinadoras)

- » Si hay peligro de inundaciones debemos elevarlas.
- » Si hay altos niveles de radiación UV puede ser necesario usar pintura especial o algún material metálico.
- » En zonas húmedas se debería colocar sistemas de secado o instalar una calefacción dentro de cajas con equipos eléctricos sensibles.
- » Instalar el interruptor CC dentro o fuera de la caja.
- » Dependiendo de la frecuencia de rayos en la zona de la planta solar fotovoltaica, se puede:
 - Instalar ciertos tipos de protecciones de sobretensión a los lados CC y CA.
 - Instalar antenas pararrayos.

Cableado

- » En zonas de altos niveles de radiación UV, usar materiales aptos para estas condiciones y proteger todo cableado minuciosamente de los rayos UV.
- » En zonas de altas temperaturas, hay que prestar especial atención en la adecuada disipación de calor (calcular bien el número de conductores agrupados, etc.).
- » Si la planta se encuentra en un lugar de fuertes vientos, se debe prestar especial atención en una correcta fijación de los cables en la estructura para evitar degradación prematura.

Sistema de drenaje

Según la topografía y las constantes lluvias en la zona, se debe proveer de un stormwater management (Gestión de aguas pluviales) adecuado (diques, canales, drenajes, etc.):

- » Bandejas: Si se quiere emplear bandejas entre mesas hay que pensar en la accesibilidad de la planta (mantenimiento, limpieza de módulos, etc.).
- » Puntos de medición: Establecer suficientes puntos de medición (estaciones meteorológicas y sun stations).
- » Monitoreo: Establecer todos los requisitos para un monitoreo remoto.
- » Sistema de vigilancia: Facilitar un adecuado sistema de CCTV con especificaciones adicionales según requerimientos del lugar (detección por microondas, cámaras de reconocimiento de matrículas, sensores de movimiento, etc.).



1.3 CONSIDERACIONES GENERALES RESPECTO A O&M



- » Acceso: Establecer un adecuado acceso a todos los componentes y equipos de la planta solar fotovoltaica (en especial a inversores y transformadores con sus plataformas para las grúas). Asegurar una distancia suficientemente amplia entre mesas para la circulación de vehículos.
- » Zonas de frecuentes eventos de rayos: Para proteger la planta solar fotovoltaica, se instala un adecuado sistema de puesta a tierra y según riesgo de rayos, antenas pararrayos y protecciones de sobretensión.
- » Componentes eléctricos en elevadas alturas: Necesitan mayores clearance and creepage distances (Distancia de espacio libre y fuga).
- » Estandarización: Uso del mismo tipo de equipo o componente en varias plantas, el almacenar distintos repuestos se puede volver más económico.
- » En zonas de fuertes nevadas: Trabajo adicional en retirar la nieve de los módulos fotovoltaicos y de los caminos.

Las dos plantas solares fotovoltaicas de mayor potencia de ENDE, presentan condiciones ambientales similares (los valores en adelante corresponden a la planta de Uyuni):

- » Altitud 3.720 m sobre el nivel del mar.
- » Temperatura mínima en los últimos 20 años: - 21°C.
- » Temperatura máxima en los últimos 20 años: 30 °C.
- » Velocidad de viento máximo: 120 km/h (Nota: El documento del contratista principal menciona el período de medición).
- » Suelo y atmósfera corrosivos.
- » Posibles inundaciones durante tiempos de lluvia.

El enfoque de comprar equipos, para las plantas solares fotovoltaicas, en la fase de diseño debe ser de calidad. Como la empresa contratista principal siempre está tratando de aminorar costos hay una permanente lucha entre la optimización del CAPEX y del OPEX. Especialmente en América Latina en las primeras plantas solares fotovoltaicas, cuales se han instalado el foco principal era bajando el CAPEX. La consecuencia era un OPEX elevado. Con la experiencia de las primeras plantas a gran escala instaladas, la reducción del OPEX (es decir subir la calidad de la planta generadora) gana cada vez más importancia.

Durante la instalación y la puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica, un control de calidad es obligatorio para asegurar que el equipo de O&M recibe la planta en el mejor estado posible.

Luego de la puesta en marcha empieza la fase de O&M. Esta fase está prevista en durar como mínimo 25 años. Hay plantas operando 30, 35 o hasta 40 años. Si en todas las fases mencionadas se vela por la calidad de la planta y las condiciones climáticas son previstas adecuadamente, 40 años de operación son factibles.



1.4 OPERACIÓN

Una planta solar fotovoltaica de gran escala tiene que ser monitoreada permanentemente para asegurar un desempeño máximo, bajar al mínimo el riesgo de accidentes y poder reaccionar lo más rápido posible en caso de falla de los equipos.

Como indicadores del desempeño de una planta solar fotovoltaica se usa Key Performance Indicators (KPIs). Especialmente tres KPIs son esenciales para la óptima operación: el PR (Performance Ratio que indica la eficiencia de la planta), la producción (en MWh o GWh) y la disponibilidad de la planta solar fotovoltaica.

Otras tareas de la operación de una planta solar fotovoltaica son:

- » Gestionar los diferentes contratos en vigencia (contrato de O&M, contrato PPA, contrato de renta del terreno, garantías de productos, seguros, etc.).
- » Gestión de pagos (personal, proveedores de servicio, renta de terreno, etc.).
- » Organización y mantenimiento de la maquinaria, equipos e insumos.
- » Seguridad y salud del personal.
- » Gestión de reportes y documentación.
- » Gestión y actualización de:
 - Manuales de operación y mantenimiento.
 - Planes de operación y mantenimiento.
 - Procedimientos.
- » Capacitación del personal.
- » Elección de proveedores de servicio.
- » Retroalimentación de información al área de ingeniería.
- » Vigilancia de la planta solar fotovoltaica y control de acceso al sitio (control de personas y vehículos cuales llegan y salen del sitio).
- » Etc.

1.5 MANTENIMIENTO

Un constante mantenimiento de una planta solar fotovoltaica asegura su eficiente operación, minimizando el riesgo de accidentes y averías de equipos, lo que muchas veces significa interrupción parcial y/o completa de generación de la planta.

Algunos trabajos típicos de mantenimiento son:

- » Inspección visual:
 - Módulos.
 - Estructuras.
 - Caja combinadora de cableado.
 - Inversores.
 - Transformadores.
 - Cableado.
 - Estaciones meteorológicas.
 - Caminos.
 - Cerco perimetral.
 - Sistema CCTV.
 - Sistema de puesta a tierra.
 - Etc.
- » Mediciones.
- » Calibración de equipos.
- » Realizar mantenimiento a equipos según los manuales de los fabricantes (ejemplo, lubricación).
- » Realizar reparaciones y/o cambios de equipos que han fallado.
- » Cortar árboles y arbustos que podrían causar sombras.
- » Cortar el césped.
- » Limpiar los módulos.
- » Hacer uso de pesticidas.
- » Realizar reportes.
- » Documentación.
- » Gestión de partes de repuesto.
- » Seguridad y Salud ocupacional.

Un buen O&M aumenta la seguridad de operación de la planta, sube su eficiencia y con documentos y reportes transparentes facilita la venta de la planta a inversionistas.

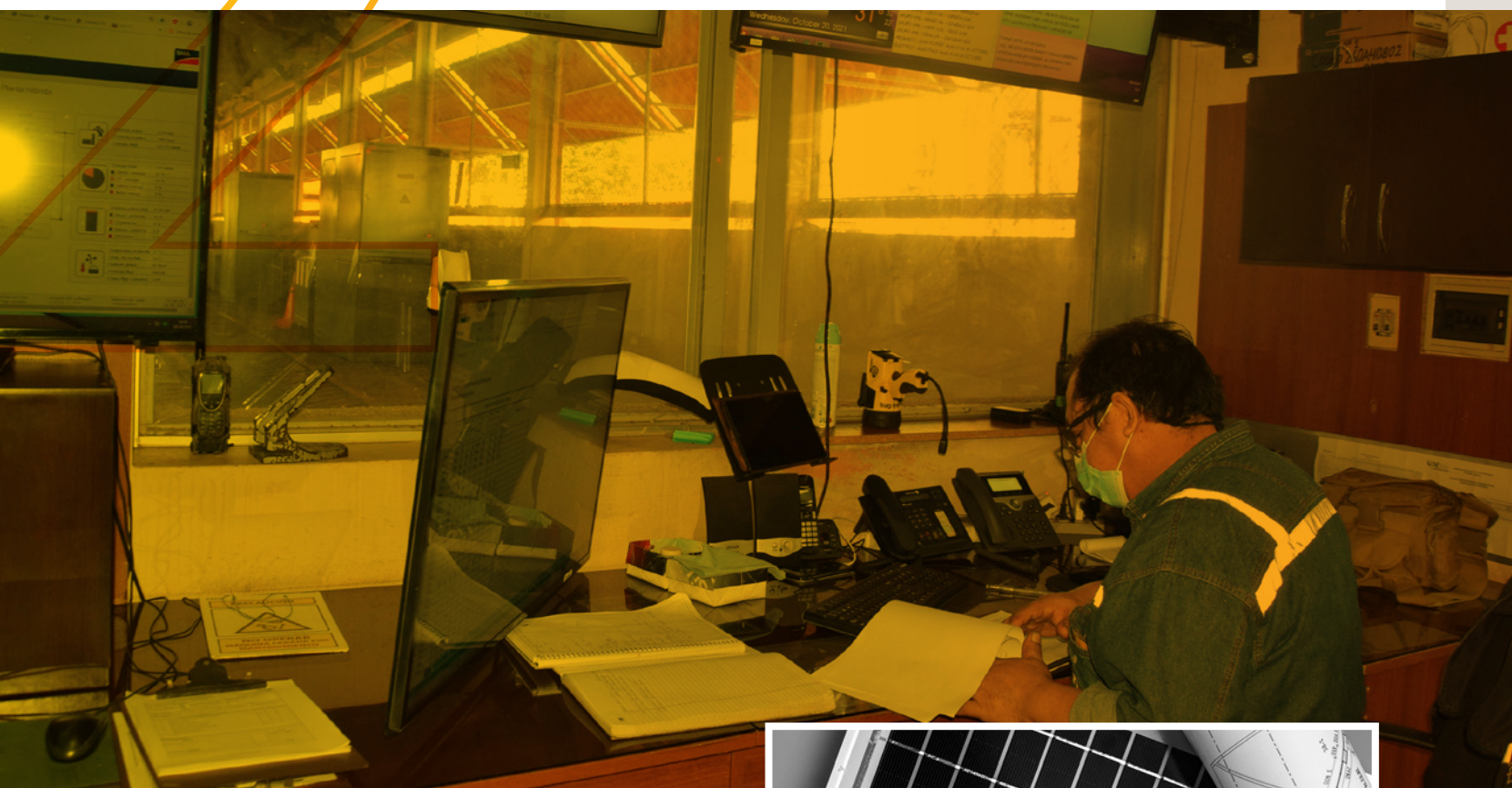
Para poder alcanzar el máximo rendimiento de todas las plantas de ENDE ellas deben ser gestionadas bajo el mismo concepto de O&M (por ejemplo, procedimientos, procesos, planes y manuales de O&M, KPIs).

2

KEY PERFORMANCE
INDICATORS (KPIs)

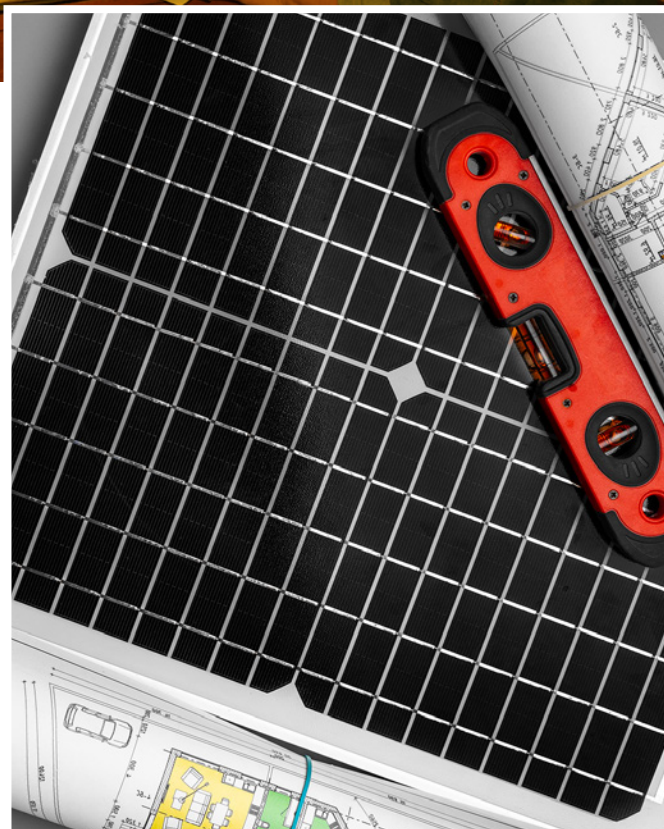


KEY PERFORMANCE INDICATORS (KPIS)



El sistema de monitoreo de una planta solar fotovoltaica produce una gran cantidad de información, de los cuales se filtran los importantes para posteriormente procesarlos a parámetros claves para los Key Performance Indicators o KPIS. Los KPIS más importantes son:

- » El **Performance Ratio** (PR), un indicador de eficiencia.
- » La **Producción** (kWh, MWh o GWh).
- » La **Disponibilidad** de la planta y/o sus partes.



2.1 PERFORMANCE RATIO O RAZÓN DE DESEMPEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

El Performance Ratio o PR indican un porcentaje de la planta fotovoltaica que está ligado con la generación en ese instante comparado con lo que podría generar sin pérdidas.

El PR es un indicador que mide el desempeño de una instalación fotovoltaica, este depende de la calidad de la misma y de la temperatura (si no está ajustado a influencias de temperatura). El PR determina que tan eficiente es una instalación fotovoltaica para convertir la energía solar a energía eléctrica, no confundir con la eficiencia de la celda fotovoltaica intrínseca (esta eficiencia se considera en el cálculo del PR). El PR intenta cuantificar las pérdidas producidas por suciedad, temperatura, entre otros factores, en los distintos componentes de una planta fotovoltaica: módulos fotovoltaicos, cableado, inversor, conexiones, transformadores, etc.

Los valores de PR van de 0 a 1, también puede expresarse en porcentaje de 0% a 100%. Un PR perfecto sería idéntico a la energía que un módulo fotovoltaico pudiese generar en condiciones ideales sin ningún tipo de pérdida, mientras que un PR nulo considera que la energía inyectada a la red eléctrica

por un módulo sea cero. El PR (si no está ajustado a influencias de temperatura) en teoría podría subir 1 o 100%, en casos de bajas temperaturas.

Hoy en día un buen valor de PR puede alcanzar un 90% en días de bajas temperaturas y una instalación fotovoltaica nueva, mientras que en verano un PR de 85% es un valor aceptable. Por otro lado, un PR menor a 80% en invierno y menor a 75% en verano indica que el sistema no funciona adecuadamente (para una instalación nueva). Mientras que instalaciones fotovoltaicas más antiguas pueden disminuir su desempeño a una razón de 0,5% a 1% por año.

El estándar internacional que define y describe el PR es la norma IEC 61724-1, su versión más reciente fue publicada en el año 2017. Esta norma es comúnmente utilizada en el comisionamiento y el O&M de una planta fotovoltaica.

Como la temperatura y la degradación en los componentes influye considerablemente en esta relación y es algo que no se puede evitar hay diferentes PRs (vea también IEC 61724-1):

PR convencional

- » Depende de las temperaturas ambientales: En invierno (a temperaturas bajas) el PR es mayor que en verano (a temperaturas altas). En los primeros años de operación de la planta solar fotovoltaica, el PR promedio se encuentra entre los valores de 75% y 90%. En zonas de baja temperatura y los módulos con un mantenimiento reciente, puede superar el 100%.
- » También depende de la degradación de sus componentes, es decir, que este PR disminuye con los años de funcionamiento de la planta solar fotovoltaica.

- » Se define algebraicamente como el coeficiente entre el rendimiento final del sistema fotovoltaico y el rendimiento ideal del sistema:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} (1)$$

Donde:

PR: Performance Ratio.

Y_F : Rendimiento final del sistema (kWh/kW).

Y_R : Rendimiento ideal del sistema (kWh/kW).

Si desarrollamos la ecuación (1), puede expresarse de la siguiente manera:

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_i/G_{I,REF}}$$

Donde:

E_{out} : Energía total inyectada efectivamente a la red durante un periodo de tiempo (kWh).

P_o : Potencia nominal en DC del sistema fotovoltaico (kW).

H_i : Irradiación total recibida en el plano de los módulos fotovoltaicos (o POA) durante el mismo periodo de tiempo considerado en E_{out} (kW/m²).

$G_{I,REF}$: Irradiancia de referencia en el plano de los módulos fotovoltaicos, donde se determina P_o de cada módulo fotovoltaico, usualmente 1 kW/m².

El PR convencional es afectado por la temperatura, ya que en invierno resulta un PR más alto que en verano. Lo descrito anteriormente se debe a que los módulos fotovoltaicos son más eficientes a bajas temperaturas, lo cual se ve reflejado principalmente en un voltaje elevado del módulo. De acuerdo a lo anterior, el PR no se debe confundir con la producción eléctrica: en verano la producción eléctrica será mayor que en invierno debido a que tendremos mayor irradiación.

PR corregido por temperatura

» Depende de la degradación de sus componentes e influencias como sombras y suciedad. Este tipo de PR también disminuye con los años de funcionamiento de la planta solar fotovoltaica. Al inicio de la operación de la planta, los módulos con un mantenimiento reciente pueden llegar al 100%, generalmente las plantas solares fotovoltaicas, nuevas, solo llegan hasta un 97%, debido al material residual ubicado en la superficie de los módulos, sombras, etc.

El PR corregido por temperatura se expresa algebraicamente de la siguiente manera:

$$PR_{corr} = \sum_i \frac{E_{i,out}/P_o}{H_i * C_i/G_{I,REF}}$$

Donde:

C_i : Factor de corrección de potencia por temperatura.

E_{out} : Energía total efectivamente inyectada a la red de acuerdo a cada registro, es decir, si la frecuencia de registro de datos es cada 15 minutos, este valor corresponde a la suma de la energía inyectada durante esos 15 minutos (kWh).

H_i : Irradiación total recibida en el plano de los módulos fotovoltaicos (o POA) durante el mismo periodo de tiempo considerado en (kW/m²).

El factor de corrección de potencia por temperatura, se expresa algebraicamente de la siguiente manera:

$$C_i = 1 + \gamma (T_i - T_{prom})(2)$$

Donde:

γ : Coeficiente de corrección por temperatura suministrado por el fabricante del módulo fotovoltaico (°C⁻¹).

T_{prom} : Temperatura promedio registrada durante un cierto periodo de tiempo, en el cual se desea calcular el PR. Por ejemplo, si se requiere calcular el PR anual, debe ser el promedio de temperatura durante todo el año (°C).

T_i : Temperatura en cada registro, es decir, si la frecuencia de registro de datos es cada 15 minutos, este valor de temperatura corresponde al registrado a los 15 minutos (°C).

Con este tipo de PR se puede comparar el desempeño de plantas solares fotovoltaicas en diferentes zonas climáticas (es decir, con distintas temperaturas).

PR corregido por temperatura con referencia al STC

El PR_{STC} es muy similar al PR corregido por temperatura, ya que, el PR_{STC} utiliza un valor constante de 25 °C en vez de la temperatura promedio, como se muestra en la ecuación (2), se expresa algebraicamente de la siguiente manera:

$$PR_{STC} = \sum_i \frac{E_{i,out}/P_o}{H_i * C_i/G_{I,REF}}$$

$$C_i = 1 + \gamma (T_i - 25\text{ °C})$$

Este índice se utiliza para ajustar el valor del PR a las condiciones estándar de prueba de módulos fotovoltaicos.



PR con corrección de temperatura y corrección de degradación de sus partes

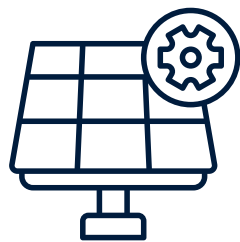
- » Debería ser el 100% menos el grado de ensuciamiento de los módulos, sombras, etc.
- » La degradación de los módulos se calcula según la calidad del módulo, datos técnicos y las condiciones climáticas (vea también capítulo "Degradación de módulos fotovoltaicos"). En general, la degeneración de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos es de 0,65% por año.
- » Cortes de la red, períodos de corte de partes de la planta solar fotovoltaica (mantenimiento preventivo, correctivo, etc.)
- » Si hay clipping:
- » Considerando la relación potencia inversor / potencia array.
- » Si el inversor es subdimensionado esto lleva a PRs falsamente elevados.
- » Interrupción de transferencia de datos: Si hay períodos sin datos de parte de los sensores (irradiación, temperatura, etc.) a veces se hace copy / paste de períodos similares, lo que lleva a valores de PRs no confiables.
- » Manejo de periodos donde la planta o partes de la planta no estén disponibles: Cómo tratar la disponibilidad en el cálculo del PR.

Es muy importante mencionar, cuál de los 4 tipos de PR se refiere.

Con un buen O&M se puede subir el PR (cualquiera de los 4 tipos) en 3% (ejemplo de 90 a 93 %).

Además de diferenciar entre estos 4 tipos de PR se debe definir, como se calcula el PR, es decir, cómo se considera ciertos parámetros, por ejemplo:

Nota: Piranómetros sucios o mal posicionados llevan a PRs falsamente elevados (por ejemplo, si por suciedad se registra 10% menos irradiación el PR sube por 10%. De esta manera un PR real puede ser 82% y con un piranómetro sucio 90%).



Resultados falsos (elevados o bajos) pueden producirse con:

- » Piranómetros con condensación.
- » Piranómetros degradados.
- » Piranómetros con su calibración vencida.
- » Piranómetros con cables con mayor longitud de lo especificado o degradación de los mismos.



Fotografía N° 3.
Piranómetro sucio

2.2 PRODUCCIÓN

La producción de la planta solar fotovoltaica es el parámetro más importante, ya que, al final se paga por el kWh generado.

Muchas veces los desarrolladores de proyectos de plantas solares fotovoltaicas sobredimensionan los proyectos, es decir, eligen parámetros para las simulaciones (por ejemplo, PVSyst) que llevan a pérdidas reducidas. Lo que conlleva a que la generación real puede ser hasta un 5% inferior en comparación a la simulada.

Como el clima no es similar de un día a otro, de un mes a otro y tampoco de un año a otro es importante, no solo mirar la generación, sino también hacer cálculos de corrección respecto a la temperatura, irradiación y degradación de los componentes (en especial de los módulos fotovoltaicos). De esta manera, se ve fácilmente si la producción de energía disminuye según lo previsto o en mayor porcentaje.

2.3 DISPONIBILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

El término “disponibilidad” viene de las plantas convencionales de generación, como termoeléctricas o hidroeléctricas. Ellas o generan o están paradas. Así es fácil obtener un porcentaje de disponibilidad:

$$D = \frac{T_p}{T_t} * 100$$

D....Disponibilidad

Tp...Tiempo de producción

Tt...Tiempo total

Si se habla de disponibilidad de una planta solar fotovoltaica, en general, se refiere a la disponibilidad de los inversores, es decir, el porcentaje del tiempo de funcionamiento comparado con el tiempo que deberían funcionar. Esto da información básica del funcionamiento de los inversores y de la planta en general. Plantas de mayor magnitud generalmente tienen una disponibilidad asegurada, por contrato O&M, de un 99%.

La disponibilidad junto al PR son indicadores fundamentales, se podría decir que son los más importantes, para una planta solar fotovoltaica en operación, ya que corresponde al porcentaje de funcionamiento de un cierto componente de la planta solar fotovoltaica respecto al funcionamiento que este componente pudiese tener en condiciones ideales. Se mide generalmente en unidades de tiempo o energía.

Por ejemplo, si un inversor tiene problemas de aislamiento y por consecuencia de este alguna de las protecciones no lo deja entrar en operación, la disponibilidad del inversor será 0% hasta que el problema de aislamiento sea corregido, a pesar de que el inversor no se encuentra defectuoso. Lo anterior podría solucionarse fácilmente con la visita de un técnico al terreno, el cual puede revisar la razón del problema y corregirlo en poco tiempo (generalmente en menos de una hora), manteniendo un nivel óptimo de disponibilidad. El tiempo requerido depende de la calidad del equipo de operación y mantenimiento contratado por la planta solar fotovoltaica y su correspondiente capacidad de detectar problemas emergentes.

En plantas solares fotovoltaicas hay múltiples ventajas de ver el término “disponibilidad” de manera más amplia. Generalmente no es el sistema completo que opera o no, muchas veces son partes de la planta, subsistemas o ciertos componentes que no operan durante ciertos tiempos. Las cosas se ponen aún más complicadas si se observa estas partes de la planta, por ejemplo, un inversor funciona pero no con su máxima eficiencia. Así puede ocurrir aunque todas las partes, subsistemas y componentes de la planta solar fotovoltaica están funcionando, no trabajan al 100% bajo las condiciones presentes.

Para obtener datos con valores más confiables, debemos monitorear a detalle los siguientes puntos:

Subsistemas

- » Dividir una planta, por ejemplo, una planta de 100 MWp dividirlo en 10 subsistemas de 10 MWp y ver la disponibilidad de cada subsistema (puede ser que siete subsistemas trabajan al 100% mientras que tres subsistemas tienen una disponibilidad reducida).
- » Es más eficiente usar la disponibilidad de subsistemas, porque pocas veces la disponibilidad de los diferentes subsistemas es igual a la disponibilidad de toda la planta.

A nivel de componentes

- » Se monitorea la disponibilidad, por ejemplo: seguidores, inversores, transformadores, string combiner boxes (durante la fase de operación: Qué tiempo están operando correctamente).

Strings

- » Cuantos strings están operando.
- » Cuantos strings están operando el tiempo correspondiente.
- » Cuantos strings están operando a su máxima potencia.

La red

- » Cuanto tiempo de pérdida hay por cortes de la red.
- » Cuanto tiempo de pérdida hay por curtailment y cuanta energía / potencia no se logró entregar por el curtailment.

Tipos de disponibilidad según IEC 63019

Operacional

- » En servicio
 - Capacidad total.
 - Capacidad parcial.
- » Fuera de servicio
 - Apagado requerido.
 - Fuera de especificaciones eléctricas.
 - Fuera de especificaciones ambientales.

No operacional

- » Mantenimiento preventivo.
- » Mantenimiento correctivo.
- » Estado de indisponibilidad – “Out of Management Control” o “OMC”.
- » Suspendido – “Out of Management Control” o “OMC”.



Fuerza mayor

- » Cuanto tiempo de pérdida de energía / potencia hay por fuerzas mayores y en que subsistemas ocurren:
 - Terremoto.
 - Inundación.
 - Fuertes vientos.
 - Granizo.
 - Etc.

Por estas razones, primero se define “disponibilidad” y de cual subsistema se habla. La IEC 61724-3 se enfoca a nivel de los componentes. Por ejemplo, está comparando la energía generada con la esperada

solo para los inversores o strings en operación (no incluyendo inversores y/o strings que están fuera de servicio por mantenimiento, fallas, etc.).

La IEC 63019:2019 “Photovoltaic Power Systems”, entra aún más a detalle considerando influencias internas y externas de cortes de generación. Esta norma se enfoca a nivel de equipos y componentes, da consejos de que parámetros se deben priorizar y dispone de fórmulas para calcularlos.

Importante es deducir los tiempos en períodos de no-disponibilidad (o energía no generada) que están fuera del alcance del proveedor de servicios (ejemplo cortes de la red, cortes por condiciones climáticas, etc.).

Fuerza Mayor

También hay que definir si la disponibilidad presentada se refiere a tiempo o a energía. A continuación se define y se da ejemplos reales de disponibilidad, medidas tanto en unidades de tiempo como de energía:



Disponibilidad en unidades de tiempo

Una forma de medir el porcentaje de disponibilidad es utilizando unidades de tiempo. Corresponde básicamente al número de horas que estuvo un cierto componente en funcionamiento con respecto al número de horas que debería estar funcionando durante un cierto periodo de tiempo que se quiere evaluar (día, mes, trimestre, semestre o año).

Ejemplo:

Suponiendo que el periodo a evaluar es un mes de 30 días, en el cual uno de los inversores quedó fuera de operación debido a problemas con una pletina y no inyectó energía durante 5 días completos, fue reparado a las 11:00 h del sexto día. Es importante

mentonar que las horas durante la noche no se deben considerar ya que el inversor no entrega energía durante la noche.

A su vez, se asume que el día comienza a las 06:00 h y termina a las 18:00 h. Por lo tanto, el inversor estuvo fuera de servicio durante 65 horas, es decir, un 18% del tiempo y consecuentemente su disponibilidad durante el mes fue de un 82%.

Esta es una manera simple de medir disponibilidad y permitir un seguimiento del desempeño del equipo de operación y mantenimiento simplificado. A pesar de lo anterior, no es la forma más adecuada de medir bajo el punto de vista del propietario de la planta.

Disponibilidad en unidades de energía

Otra forma de medir la disponibilidad de una planta solar fotovoltaica es utilizando unidades de energía, lo cual es proporcional a los intereses del propietario de la planta, pero, ciertamente mucho más complicado de calcular. Esto nace, debido a que al evaluar la disponibilidad en unidades de tiempo no discrimina si un inversor no inyecta energía durante dos horas de una mañana en invierno respecto a otro inversor que no inyecta durante dos horas por mediodía en verano.

Se basa principalmente en considerar la energía que un cierto componente no pudo inyectar debido a un inconveniente. Queda más claro al observar la expresión algebraica:

$$D = \frac{E_{out}}{E_{out} + E_{loss}} * 100$$

Donde:

D : Disponibilidad de un cierto componente (%).

E_{out} : Energía que inyecta efectivamente el componente durante un periodo de tiempo a evaluar (kWh).

E_{loss} : Energía perdida, energía que no inyectó el componente durante la indisponibilidad (kWh).

Ejemplo:

Si un inversor A se encuentra fuera durante 6 días de un mes de 30 días, la inyección de este inversor durante el mes completo fue de 850 kWh. El inversor B, inversor más cercano, produce 150 kWh durante esos 6 días que el inversor A estuvo fuera. Entonces, la disponibilidad del inversor A en términos de energía fue de un 85%, la cual es distinta a la disponibilidad en términos de tiempo de un 80%.

2.4 OTROS KPIS

En plantas solares fotovoltaicas de gran magnitud, los proveedores de servicios de O&M y otras partes implicadas necesitan información más detallada sobre el estado de la planta y sus subsistemas además de los componentes, por esto hay otros KPIs, como:

Relación energía generada VS pronóstico de generación en un cierto período de tiempo

Cuando se desarrolla un proyecto fotovoltaico es necesario definir una ubicación y desarrollar todos los permisos asociados para la construcción del proyecto. Bajo este contexto, la empresa a cargo de desarrollar el proyecto necesita realizar una simulación con el objetivo de determinar una producción de energía que sirva de referencia para definir si la construcción de la planta es viable económicamente. Esta simulación se puede realizar con varios softwares, tales como: PVSyst, PVSol, SAM, HelioScope, BluesolPV, entre otros. Sin embargo, el software que es aceptado por los inversionistas y/o bancos que otorgan un crédito para la construcción de una planta fotovoltaica es PVSyst, de esta forma se denomina como un software "bancable".

Esta simulación toma los datos meteorológicos de estaciones (generalmente datos de los últimos 20 años) ubicados en lugares próximos al terreno del proyecto, en conjunto con imágenes satelitales y con modelos matemáticos es posible estimar la producción de energía anual para ciertas ubicaciones y tipos de sistemas. Dicha simulación no puede predecir el futuro, pero si puede indicar cuál sería la generación eléctrica de una planta solar fotovoltaica para un año típico. De todas formas, la producción

será mayor que la simulada en tiempos soleados y menor en días nublados.

Por lo tanto, la información que entrega la simulación se denomina “inyección o generación de referencia”. La simulación realiza una comparación de la energía real generada respecto a lo que debería producir en un año o mes, de acuerdo a lo previsto por la simulación.

Producción real VS Producción calculada bajo condiciones ideales

En un contrato de operación y mantenimiento, como se describe en el capítulo correspondiente, puede ser exigido un mínimo valor de PR ya que con este valor es posible definir una variable en función de la irradiación recibida por una planta fotovoltaica. Esta variable puede ser calculada en tiempo real fácilmente y se la puede observar en la ecuación (3):

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_I/G_{I,REF}} \quad (3)$$

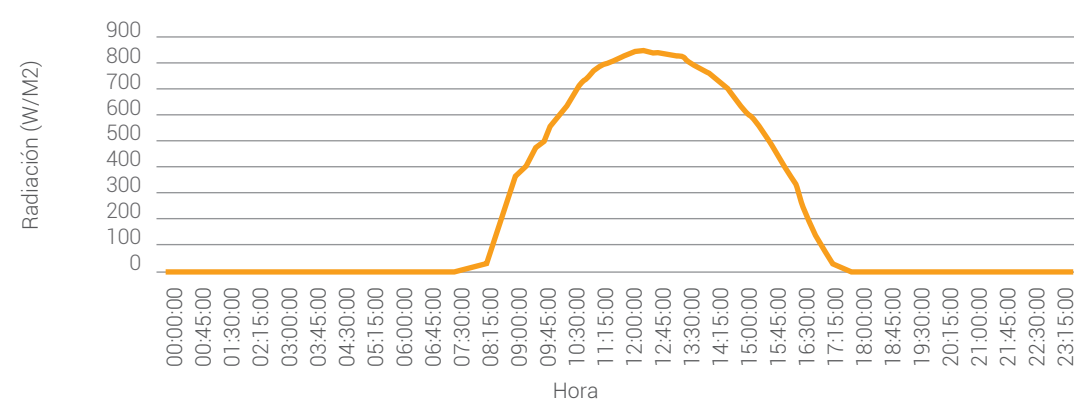
Si despejamos el valor α obtendremos lo siguiente:

$$E_{out} = \frac{PR * P_o * H_I}{G_{I,REF}}$$

De esta forma es posible identificar, en tiempo real, si la planta está entregando la energía que estaba prevista, la resolución de estos datos dependerá de la frecuencia con la que se vayan registrando.

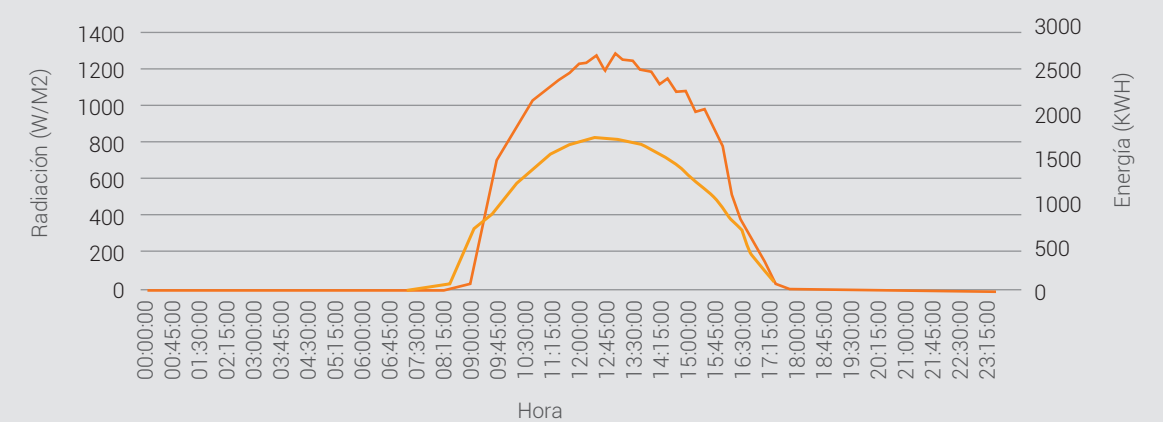
A continuación será explicado de manera gráfica, simplificando su entendimiento. Supongamos un día soleado de invierno con la siguiente radiación para una planta solar fotovoltaica:

Gráfica N° 1. Gráfico de radiación de un día soleado



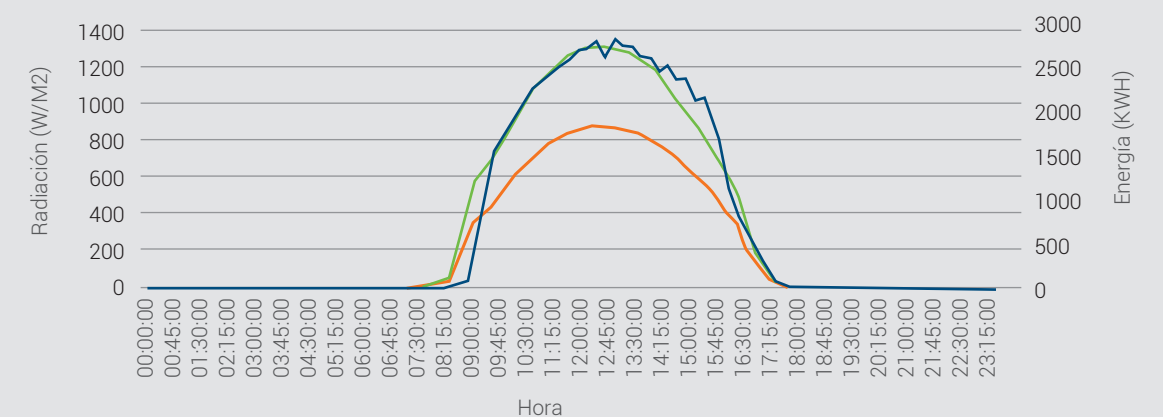
Ahora se procede a graficar la radiación junto a la producción real del mismo día:

Gráfica N° 2. Gráfico de radiación (línea naranja) y producción (línea azul)



Es sencillo identificar que la curva de la producción real (línea azul) no es tan suave como la de la radiación, esto puede ser explicado por múltiples factores (por ejemplo, sombras).

Gráfica N° 3: Gráfico de radiación (línea naranja), producción (línea azul) y energía espedrada (línea verde)



La energía esperada (línea verde) está bajo la producción real (línea azul) durante la tarde del día propuesto, de esta manera es posible identificar que se superan las expectativas del PR mínimo garantizado por contrato. Durante la mañana la energía esperada está sobre la producción real, de esta manera se puede ver que hay algún problema, siendo necesario realizar un análisis en el terreno para comprender la situación.



- a Relación de energía generada VS pronóstico de generación de energía en un cierto tiempo (descontando tiempos de interrupción de producción).
- b Relación de energía entregada a la red en el punto de conexión VS entrega de energía garantizada (ejemplo en un contrato PPA).
- c Specific performance o Producción específica, es la energía entregada por año (kWh / año) dividido por la capacidad de la planta (kWp).

Este es el índice más simple de calcular y de utilizar, se define como el coeficiente entre la inyección o producción real entregada a la red y la potencia nominal en corriente continua de la planta. Puede ser medida en periodos de tiempo: diarios, mensuales, trimestrales, semestrales o anuales. Su principal defecto es que, no solo depende de la calidad y mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, sino que, también depende de la ubicación (y por ende la irradiación, temperatura, etc.). Se mide en kWh/kWp.

- d Capacidad de la planta.

Comparación de la potencia de la planta, en un cierto momento, con la potencia calculada para la planta bajo las condiciones climáticas en ese instante.
- e Eficiencia máxima y Eficiencia Euro del inversor.
- f Porcentaje de pérdidas por ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos (soiling).
- g Tiempos de respuesta.

OTRO ÍNDICE IMPORTANTE, PARA MEDIR EL DESEMPEÑO DE UNA EMPRESA QUE OFRECE SERVICIOS DE O&M, SON LOS TIEMPOS DE RESPUESTA.

Otro índice importante, para medir el desempeño de una empresa que ofrece servicios de O&M, son los tiempos de respuesta. Este índice define el tiempo máximo que debe solucionarse un problema de un componente de la planta, consecuentemente, se debe definir para cada componente un tiempo de respuesta distinto, de acuerdo a la relevancia asociada. Por ejemplo, no es lo mismo que falle un inversor central de 2 MWn, a que se queme un fusible de un string. En el primer caso pierdo hasta 2 MW, en el segundo caso hasta unos 7 kW de potencia.

Los tiempos de respuesta, corresponden al tiempo máximo para atender y resolver un problema. Por ejemplo, se puede definir que el tiempo de respuesta para atender, reparar y poner en marcha nuevamente



un inversor son 24 horas. Si la empresa de operación y mantenimiento tarda más, aplicarán multas y se comenzará a descontar la disponibilidad garantizada. En caso contrario, si la empresa de operación y mantenimiento tarda menos de 24 horas en resolver la situación, la disponibilidad permanece intacta.

Si la empresa de operación y mantenimiento reacciona al caso anterior en menos de 24 horas y no logra resolver el problema, sin embargo, diagnostica que el problema proviene de una falla de fábrica, se debe redactar un reporte e informar al fabricante. En este caso la disponibilidad se mantiene intacta, siempre y cuando el fabricante responda diligentemente a las solicitudes.

Otro ejemplo, dentro de las actividades de mantenimiento preventivo se encuentra la revisión de torques y/o reapriete de tuercas de las estructuras de montaje de los módulos fotovoltaicos. Supongamos que nunca se realizó esta actividad y las estructuras se desalinean, módulos y cables de strings están expuestos a tensiones y hay que desmontarlos para ajustar la estructura, luego reinstalar los módulos fotovoltaicos y conectar los strings. En este caso el tiempo de respuesta se reduce a cero y a partir del primer minuto la disponibilidad garantizada se ve afectada.

La IEC está preparando normas de KPIs más detalladas (referente a tiempo, energía, etc.).

2.5 ERRORES DE KPIs

Hay que tener en cuenta que tanto las mediciones, como los modelos para calcular los KPIs con base en las mediciones, tienen su porcentaje de inexactitud.

Las mediciones, generalmente, tienen un porcentaje de inexactitud entre 1 y 5%. Combinado con los errores de modelación se puede llegar a porcentajes de inexactitud entre 5 y 10%.

Ejemplos de errores:

Medición

- » Sensores de irradiación sucios.
- » Sensores de irradiación descalibrados.
- » Sensores de irradiación horizontal mal posicionados.
- » Sensores de irradiación en plano de los módulos y no paralelo a los módulos.
- » Sensores de irradiación con sombras (irradiación directa y difusa).

- » Sensores de temperatura no posicionados apropiadamente.
- » Sensores de temperatura mal instalados (según norma IEC).
- » Pérdidas, por cables de extensa longitud a los instrumentos de medición.
- » Períodos de cortes de señales.
- » Medidores de generación de energía descalibrados.
- » Medidores a nivel de strings (voltaje y amperaje) descalibrados.

Modelación / procesamiento de datos

- » Falta de datos de referencia (degradación de módulos y otros componentes, tiempos y porcentaje de curtailment, tiempos de corte por mantenimiento, información sobre los equipos que eran desconectados durante el tiempo de mantenimiento, etc.).



OPERACIÓN

LA TAREA PRINCIPAL DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA, ES ASEGURAR UNA PRODUCCIÓN DE CALIDAD, ESTABLE Y SEGURA PARA CONSEGUIR UN RENDIMIENTO MÁXIMO DE LA INVERSIÓN.

OPERACIÓN



La clave para alcanzarlo, es un constante y permanente monitoreo del comportamiento de la planta y de cada uno de sus componentes. El monitoreo se hace, en general, con base en instrumentos de medición combinados con un sistema SCADA de forma remota, es decir, en un lugar central donde una o varias plantas están operando. Los operadores deben analizar las informaciones obtenidas del sistema de monitoreo y de las inspecciones del terreno, para identificar las acciones necesarias del equipo de mantenimiento. En plantas de menor magnitud solo existen trabajos de mantenimiento.

Los operadores que monitorean el funcionamiento de la planta solar fotovoltaica deben coordinar con la Distribuidora Eléctrica para eventualidades como trabajos de mantenimiento en la Red de Distribución, limitaciones de la inyección de energía a la red, etc.

Finalmente se debe presentar reportes de producción y disponibilidad al propietario de la planta solar fotovoltaica.

3.1 LAS ÁREAS DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SON:

3.1.1 Monitoreo de la planta solar fotovoltaica

El sistema de monitoreo incluye todos los instrumentos de medición (sensores de temperatura, piranómetros, medidores de corriente y voltaje, medidores de entrega de energía, etc.), el sistema SCADA, el almacenaje, computación y análisis de datos.

Los datos están recopilados cada cierto tiempo (normalmente se manda valores promedios de 1 o de 15 minutos para no sobrecargar el sistema de datos). Mensajes de errores de inversores, generalmente vienen en forma de códigos. El equipo de O&M de la planta debe estar familiarizado con estos códigos para tomar las acciones adecuadas.

Monitoreo, es la permanente medición y documentación de parámetros del sistema durante la operación.

Toda información recopilada del sistema de monitoreo debe ser elaborada y concluida en los parámetros claves como: PR, producción, alarmas y trabajos de mantenimiento realizados, dentro de reportes periódicos (diarios, semanales, mensuales, anuales). Estos reportes sirven como documentación histórica de la operación de la planta solar fotovoltaica y para informar a todas las partes implicadas (inversionista, empresa eléctrica, etc.).

El sistema SCADA permite a los operadores controlar y monitorear, en tiempo real, la planta y sus subsistemas (como inversores) de forma remota.

Con el monitoreo se supervisa el correcto funcionamiento de la planta y todos los

parámetros al respecto (especialmente los KPIs). La planta debe ser monitoreada por el equipo de O&M de forma permanente las 24 horas del día, 7 días de la semana, 365 días al año (durante la noche y por días festivos por lo menos un operador debe estar conectado para recibir alarmas). Los KPIs son: el PR, la generación y la disponibilidad de la planta. Otros parámetros y factores son el estatus de subsistemas y componentes, medición de inyección de energía, ensuciamiento de módulos, datos meteorológicos, información sobre el sistema CCTV, etc.

Se debe analizar los datos obtenidos del sistema para organizar los planes de mantenimiento y hacer ajustes en la operación de la planta. La elaboración de tendencias sirve para identificar futuras fuentes de problemas y así poder reaccionar a tiempo, haciendo los respectivos trabajos de ajuste o mantenimiento preventivo de la planta.

Los datos de producción y PR, deben ser permanentemente comparados con los previstos y con los datos de las condiciones meteorológicas reales.

El sistema de monitoreo también manda alertas de fallas de componentes, cortes de producción y otros incidentes. Para evitar alarmas falsas, es importante instalar filtros ajustados a cada parámetro y así solo recibir alarmas relevantes. Es la responsabilidad del equipo de O&M reaccionar lo antes posible y de manera razonable a estas alertas y/o alarmas para evitar situaciones peligrosas y una producción reducida.

3.1.2 Control de la planta solar fotovoltaica

El control de la operación de la planta se hace con base en el manual de operación, el cual contiene la información necesaria (puesta en marcha, operación normal, shut-down y shut-down de emergencia, incluso los procedimientos e instrucciones de los fabricantes) de los diferentes equipos y componentes.

Normas, regulaciones locales y la IEEE 1547 definen las reglas referente a la conexión con la red (ejemplo: la banda alrededor de la frecuencia y el voltaje de la red de operación nominal; a partir de un cierto valor, por encima o por debajo de dicho valor nominal) y el tiempo en que la planta solar fotovoltaica se desconecta obligatoriamente.



Control de potencia

En plantas de mayor magnitud, del orden de decenas de MWp, pueden existir condiciones donde el Coordinador Eléctrico Nacional o la misma Distribuidora Eléctrica soliciten limitar la inyección de energía a la red. Estas limitaciones pueden deberse al mantenimiento preventivo de subestaciones o simplemente porque el consumo de la región ya ha sido cubierto y no es necesario generar más energía.

El centro de control está obligado a limitar la inyección de energía de una planta solar fotovoltaica, si el organismo que regula la red eléctrica lo solicita. Esta limitación debe realizarse en coordinación con el solicitante, porque debe realizarse en el instante que sea solicitado.

Por lo tanto, el centro de control necesita una herramienta que pueda limitar la inyección de la planta, la cual se la puede realizar a través del SCADA, software primario del reconector o de los inversores. Para clarificar este concepto se presenta un ejemplo:

Una planta fotovoltaica de 50 MWp en un día soleado con algunas nubes, puede variar su potencia de manera muy irregular alcanzando por algunos segundos potencias mayores que en un día completamente soleado, debido a la reflexión de la luz proveniente del sol en las nubes. De esta manera la planta fotovoltaica puede, por ejemplo, variar su potencia de 42 a 46 MW por algunos segundos, si

la potencia máxima contractual es 45 MW, la planta por algunos segundos puede sobrepasar este valor. En este caso el responsable de la operación debe controlar la potencia máxima configurando la corriente máxima de inyección en el reconector, SCADA o inversores.

Con el aumento de la implementación de las energías renovables en redes eléctricas, las empresas eléctricas y otros consumidores cada vez tienen exigencias más altas respecto a la entrega de electricidad. El control de la planta muchas veces tiene que incluir desfases de entrega o energía de reserva (a través de baterías), abastecimiento de energía reactiva, curtailment de la misma empresa eléctrica, facilitar un cierto factor de potencia, estabilización de la red a través de: fault ride through, Low voltage ride through y Low frequency ride through, regulación de potencia / energía, niveles de armónicos, etc.

Una buena coordinación y comunicación entre operador de la planta solar fotovoltaica con la distribuidora eléctrica es clave, debido a que:

La distribuidora eléctrica es la empresa responsable de que la energía eléctrica llegue al consumidor final o cada uno de los hogares que tiene en su red de distribución. A su vez, comúnmente debe lidiar con las plantas solares fotovoltaicas que inyectan energía en sus redes, ya que tanto consumidores

como generadores de energía eléctrica se conectan en sus redes.

La empresa o el equipo a cargo de la operación de una planta solar fotovoltaica debe tener estrecha comunicación con la Distribuidora, ya que, en redes rurales o de bajo consumo, el voltaje de la red tiene micro-fluctuaciones importantes, las cuales pueden activar una apertura del reconector y tan pronto la red se estabilice es posible cerrarlo de manera segura, siempre en coordinación con la Distribuidora Eléctrica. Sin embargo, en otras ocasiones es posible tener constantemente un bajo voltaje, o incluso puede caer a cero, esto puede deberse a que grandes consumidores se conectan a la red de manera repentina o por alguna falla. El voltaje de la red puede caer a cero por un mantenimiento preventivo programado por la distribuidora o simplemente por un accidente en algún punto de la red (por ejemplo, un vehículo que colisione con un poste). De cualquier manera, el responsable a cargo de la operación debe solicitar constantemente información al respecto, para trabajar de manera segura y eficiente con la Distribuidora Eléctrica.

Un reconector es un dispositivo que, en palabras simples, abre o cierra el circuito de la planta para inyectar energía a la red. El reconector tiene configurado protecciones eléctricas con los siguientes parámetros eléctricos:

Voltaje

Voltaje: Se configuran rangos de voltaje para proteger los dispositivos de acuerdo a la norma técnica específica de operación de la red eléctrica, correspondiente al país en donde se encuentre la planta. Estas protecciones tienen rangos de acuerdo al voltaje nominal de la red eléctrica a la cual se conecta (69 kV, 115 kV, 230 kV, etc.) y cada rango en torno a este voltaje nominal, tiene asociado un tiempo correspondiente, no es lo mismo que la red presente una fluctuación de algunos milisegundos que de varios segundos. La norma técnica del país indicara precisamente los rangos de voltaje específicos para cada tiempo de exposición a las fluctuaciones de la red. De esta manera, se protege tanto los componentes de la planta, como también, la estabilidad de la red debido a la inyección de energía de la planta.

Corriente: De igual manera debe configurarse una corriente máxima que pueda inyectar una planta solar fotovoltaica, según corresponda. Cada planta solar fotovoltaica, debe tener un contrato con la Distribuidora Eléctrica donde se limita la máxima inyección de corriente, en algunos casos no es posible alcanzar este máximo dada la capacidad de los componentes de la planta, mientras que en otros casos, debido a las buenas condiciones meteorológicas, puede sobrepasar la inyección máxima contratada y el reconector debe limitar esta inyección.

Frecuencia: La frecuencia de la red eléctrica debe estar en torno a los 50 Hz, pero en casos excepcionales, puede darse una variación en esta frecuencia (dependiendo del tamaño de la red), los rangos de frecuencia que debe tener configurado el reconector depende directamente de la norma técnica del país donde se ubica la planta solar fotovoltaica, de la misma manera como se definen los rangos aceptables de voltaje y corriente.

La responsabilidad de mantener la planta inyectando energía a la red, por ende mantener el reconector cerrado, es de la empresa y/o el equipo a cargo de la operación.

Corriente

Frecuencia

3.1.3. Actividades adicionales de operación

- » Pronósticos de entrega de energía y potencia: Las empresas eléctricas y sus contratos de compra de energía, exigen cada vez más pronósticos de entrega de energía. Este pronóstico está computado con base en pronósticos meteorológicos de hasta 10 días en adelante (lo más exacto es dentro de los próximos 5 días). Lo más frecuente es la toma de datos, lo más exacto es el pronóstico. Otros factores que entran en los cálculos del pronóstico de entrega de energía, son la programación de mantenimiento preventivo y el grado de ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos. Muchos contratos, de compra de energía, ya exigen un cierto nivel de confianza de pronóstico de entrega de energía y potencia, estos contratos especifican multas en caso de no cumplir con lo acordado.
- » Gestión de almacenamiento de partes de repuesto.
- » Gestión de eventos climatológicos catastróficos llegando a la zona de la planta solar fotovoltaica:
 - Coordinar previamente con la empresa eléctrica.
 - Puede ser una opción desconectar la planta solar fotovoltaica y sus subsistemas.
- » Asegurar que siempre haya buen acceso a la planta (también en tiempos de lluvia, nieve, etc.). Si no se puede asegurar un buen acceso, tomar acciones al respecto.

3.1.4 Coordinación de actividades de mantenimiento

- » Planear mantenimiento predictivo y preventivo, bajo análisis de costo – beneficio y seguridad del personal.
- » Preparar acciones para mantenimiento correctivo.
- » Preparar y actualizar los documentos al respecto (planos y manuales O&M, procedimientos, etc.).
- » Velar por el cumplimiento de todos los requerimientos referente a seguridad, salud ocupacional y ambiental (por ejemplo, el uso de sustancias peligrosas como insecticidas, aceites, lubricantes, pinturas).
- » Organizar capacitación del personal y establecer requerimientos mínimos a la calificación de los proveedores.
- » Calibración e intervalos de mantenimiento a equipos y medidores.



3.1.5 Sistema CCTV y seguridad perimetral

Gestión de seguridad, control, acceso y salida de la planta. Una planta solar fotovoltaica generalmente posee un cierre perimetral que la delimita, este cierre perimetral usualmente es de dos a tres metros de altura y su principal función es evitar el ingreso de extraños.

Este cierre perimetral puede ser monitoreado por el mismo centro de control que realiza la operación de la planta solar fotovoltaica o una tercera empresa, lo cual se realiza con ayuda de cámaras de vigilancia que conforman un circuito cerrado de televisión (CCTV). Estas cámaras pueden tener integrado un sistema de

detección de movimiento, que alerta a los operadores que estén monitoreando el sistema de vigilancia.

Hay otras tecnologías adicionales que se pueden instalar, como: rayos perimetrales por todo el cierre perimetral de la planta. Esta tecnología consiste de un dispositivo emisor y otro receptor de rayos infrarrojos (no visibles), los cuales mantienen un haz de luz infrarrojo continuo, que al ser interrumpido produce la activación de una alarma, la cual puede estar conectada directamente al software SCADA.



3.1.6 Capacitación del personal

- » Capacitación por parte de los proveedores de equipos (especialmente de inversores).
- » Capacitación por expertos o empresas de áreas específicas (limpieza de módulos, control de plagas, etc.).
- » Capacitación de prevención respecto a salud y seguridad operacional.

3.1.7 Administración

- » Documentación

El responsable de O&M de una planta solar fotovoltaica debe entregar reportes mensuales, trimestrales y anuales, que incluyen el cálculo del PR (Performance Ratio), disponibilidad, inyección de energía, desconexiones, variables meteorológicas, entre otros. Las exigencias de estos reportes deben estar definidas y detalladas en el contrato O&M.

Registro de eventos e ingresos a la planta.

Los operadores que conformen el centro de control, no solo deben monitorear las variables eléctricas de una planta solar fotovoltaica, a su vez, deben elaborar

un registro de ingresos autorizados a la planta, ya sean visitas o equipos de mantenimiento externos a la empresa de operación y mantenimiento. Lo anterior puede ser descrito como una bitácora de ingreso o libro de visitas digital.

Cada vez que ocurra un evento, este debe ser registrado por el equipo de operadores, ya sea una apertura del reconectador o el mal desempeño de un cierto string, todo evento que afecte el desempeño óptimo de la planta debe ser registrado. De esta manera, es posible llevar un seguimiento y elaborar estadísticas de los problemas recurrentes de una planta solar fotovoltaica. Esta información debe ser incluida en los reportes que deben ser entregados periódicamente al propietario de la planta, de acuerdo al contrato firmado.

Una guía referente a la correcta documentación nos brinda la IEC 62446 (vea también la presentación PPT "O&M - Comisionamiento").

- » Facturación de energía entregada.
- » Facturación de los diferentes servicios de O&M.
- » Gestionar el presupuesto, facturación (energía, servicios, etc.).
- » Gestión de contratos:
 - PPA.
 - O&M (vea capítulo "Contrato O&M").
 - Contrato de arrendamiento del terreno (en general para 25 años, a veces con opción de extensión a 30 años).
 - Contratos con proveedores de servicios, componentes y equipos.
- » Permisos y licencias (asegurar que estén vigentes y en caso necesario renovarlos).
- » Cumplir con requerimientos regulatorios (del país y de la empresa eléctrica) como: seguridad cibernética, planes de acción durante y después de incidentes, requerimientos del estudio de interconexión, etc.
- » Garantías (vea capítulo "Garantías").
- » Seguros (vea capítulo "Seguros"):
 - Contratar seguros.

- Gestionar seguros vigentes (ampliarlos antes de que caduquen, etc.).
- En caso de daños bajo seguro, hay que:
 - Informar al seguro de inmediato con un reporte y un resumen.
 - Elaborar un reporte detallado:
 - Tipos y cantidad de equipos y/o componentes dañados.
 - Tipo de daño.
 - El seguro dará nota si ya se puede proceder a reparaciones o si antes requieren hacer una visita al sitio.
- » Gestión del presupuesto para actividades de operación y mantenimiento.

3.2 EL OPERADOR DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA



El operador de una planta solar fotovoltaica puede ser:

- » La empresa eléctrica: Esta solución tiene ventaja para la empresa eléctrica de estar más informada con respecto a la seguridad y confiabilidad de la operación de la planta solar fotovoltaica, evitando problemas de inestabilidad de la red causados por la planta (cortes de entrega de energía, sobreproducción de energía, niveles de armónicos, etc.).

- » El dueño de la planta (si el dueño es otro que la empresa eléctrica).
- » El contratista principal.
- » Un proveedor de servicios de O&M.

Se tiene que trabajar estrechamente con la empresa eléctrica. Si el operador es la misma empresa eléctrica, el equipo de la planta solar fotovoltaica debe trabajar coordinando con el equipo de la red eléctrica para asegurar una operación estable y tiempos de repuestas rápidas.





4

TIPOS DE
MANTENIMIENTO

TIPOS DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento de una planta solar fotovoltaica debe asegurar la eficiente, confiable y segura operación durante su vida útil. La base de tener componentes en buen estado es una ingeniería diligente, una instalación según estándares de la industria solar y normas internacionales, el servicio de O&M hecho por profesionales capacitados y con experiencia, sistemas de monitoreo y operación de la planta de última generación y las partes de repuesto a mano cuando se necesitan.

El mantenimiento de una planta solar fotovoltaica, se divide en cuatro tipos:

1. Mantenimiento predictivo

A través de mediciones se puede anticipar la necesidad de mantenimiento en ciertos equipos y componentes.

2. Mantenimiento preventivo

Para evitar fallas en la planta se establece un plan de mantenimiento, se establecen fechas y plazos para los diferentes tipos de mantenimiento.

3. Mantenimiento correctivo

En caso de falla o problema con algún componente o equipo, se trata de repararlo lo antes posible.

4. Mantenimiento extraordinario

Acciones necesarias luego de acontecimientos extraordinarios.

La base y la primera acción de cualquier tipo de mantenimiento, es el estudio de toda la documentación al respecto (ingeniería (diagramas, planos, layouts, cálculos, diagramas unifilares, estudios, etc.), fichas técnicas, garantías, contratos, manuales de instalación y mantenimiento, etc.).

4.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (CONDITION BASED MAINTENANCE)

Con el mantenimiento predictivo, se busca indicios de problemas en los sistemas de operación. Para la detección de problemas, se hacen ensayos no destructivos (como termografía) para controlar el estado de equipos y componentes de la planta solar fotovoltaica. Mediciones de temperatura, voltaje y corriente en IGBTs, capacitadores, módulos fotovoltaicos, etc. dan información valiosa antes que estos componentes presenten problemas.

Instalando sensores de temperatura en diferentes lugares, pueden dar información importante para la evaluación por mantenimiento predictivo. Una técnica usada en otros campos (motores, subestaciones, transformadores) y que está empezando a usarse en sistemas fotovoltaicos son equipos de ultrasonido para detectar fallas antes de que estas ocurran, también se empezaron los primeros ensayos con el uso de osciloscopios.

El mantenimiento predictivo se enfoca en realizar un pronóstico del comportamiento de cada componente fotovoltaico, basado en el análisis y evaluación de los parámetros eléctricos o mecánicos que puedan influir en la degradación de cada uno de estos. Aquí es donde juega un rol fundamental, el desarrollo de una observación crítica de parte de la empresa de operación, evaluando las señales que entrega la planta solar fotovoltaica para identificar una cierta tendencia de degradación. A su vez, es fundamental que el software SCADA, muestre el mayor número posible de variables relevantes para identificar un posible deterioro acelerado de los componentes.

Nota: Sería un gran aporte, si los fabricantes de condensadores e IGBT capacitan con algún estudio y/o ensayo para detectar alguna anomalía, antes de que estos componentes presenten fallas.

Cada vez hay más programas especializados que interpreten las fotografías termográficas obtenidas con dron y algún otro parámetro obtenido de los sistemas de monitoreo. Posteriormente, un equipo de expertos analiza los resultados y configura el sistema, para distinguir de manera más factible entre falla y/o no falla y el nivel de falla (ejemplo celda – substring – string).



Los programas pueden pronosticar tendencias de comportamientos, por ejemplo, inversores provocando alarmas a ciertos niveles técnicos, para realizar mantenimiento preventivo en los equipos, antes que presenten fallas.

Es importante definir, para cada componente de la planta, que error puede ocurrir y como predecirlo, además de que tan crítico llegaría a ser (por ejemplo, el transformador es un equipo esencial en la planta).

Para definir acciones de mantenimiento predictivo, que posteriormente lo realizara el personal en terreno, el equipo de operación debe desarrollar e implementar procedimientos para analizar los datos históricos e identificar los cambios de comportamiento que podrían traducirse en futuras fallas. Estos cambios de comportamiento están comúnmente asociados a procesos de degradación inesperados en los componentes. De esta forma es fundamental que la empresa que realiza la operación debe comprender como los componentes de la planta reaccionan frente a cambios medioambientales.

Una vez detectados los problemas se aplican las acciones correspondientes.

Un ejemplo puede ser un grupo de strings, para radiaciones en torno a los 900 W/m² y temperaturas ambientales alrededor de los 27 grados Celsius, tienen usualmente unos 850 V. Pero repentinamente se genera una tendencia durante días, donde su voltaje oscila alrededor de los 810 V para las condiciones descritas anteriormente. De acuerdo a este análisis el equipo de operación le indica al equipo de mantenimiento que debe realizarse estudios termográficos en este grupo de strings, debido a que, es posible que se tenga un diodo en mal estado, un módulo presente puntos calientes o alguna otra razón para la caída de tensión. Esto se define como un mantenimiento predictivo, ya que las pruebas termográficas no se encontraban planificadas en el mantenimiento preventivo.

De esta manera se puede mejorar el plan de mantenimiento preventivo y reducir la necesidad de mantenimiento correctivo.

Luego de cada falla o error se debe hacer un "Route Cause Analysis" (Análisis de Causa) para entender la razón de la falla y posteriormente encontrar el mantenimiento adecuado para predecirlo en adelante y tomar acción antes de que fallen equipos o componentes.

Aunque el mantenimiento predictivo parece una inversión adicional, sale entre 3 y 10 veces más económico que un mantenimiento correctivo. El mantenimiento predictivo es el preferido entre los distintos tipos de mantenimiento, porque a largo plazo da los mejores resultados y a menor costo.

4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo, está asociado a un plan de mantenimiento anual acordado con el propietario, con base en: las indicaciones de cada uno de los fabricantes de los distintos componentes de la planta, exigencias del propietario y la experiencia de la empresa que realiza la operación y mantenimiento. Este plan de mantenimiento debe tener previsto actividades de mantenimiento semanal, mensual, trimestral, semestral y anual, de acuerdo a los requerimientos de cada componente según indicado por el fabricante.

El mantenimiento preventivo contempla todas las actividades preventivas que se deben realizar, sin la necesidad de que existan fallas en la planta, se basan principalmente en manuales existentes de la industria solar fotovoltaica y las actividades mínimas a realizar, que exigen los fabricantes en cada uno de los componentes de la planta.

Son las inspecciones, ensayos y trabajos (limpieza, cambio de componentes desgastados, lubricación, calibración, etc.) de rutina que se deben hacer de forma periódica, de tal manera, prevenir fallas de equipos y componentes para asegurar una

operación eficiente, segura y confiable de la planta. Muchos proveedores exigen ciertas actividades de mantenimiento preventivo como condición de otorgar sus garantías.

Metas:

- » Maximizar la producción.
- » Prevenir cortes de producción.
- » Prevenir daños a los equipos y componentes.
- » Asegurar la vigencia y validez de las garantías.
- » Prolongar la vida útil de una planta solar fotovoltaica.

La base para la planificación de mantenimiento preventivo es, la respectiva documentación de los componentes (fichas técnicas, manuales de mantenimiento, garantías, etc.), condiciones ambientales del sitio (viento, sismos, salinidad, nieve, polvo, ratones, insectos) y estado de los componentes (calidad, desgaste, valor, importancia en el sistema, tasa de falla, costos de mantenimiento al respecto).



Estos datos, junto al costo de mantenimiento y de los componentes que deben ser reemplazados, se realiza un balance económico y así definir el mejor intervalo de tiempo para el mantenimiento preventivo. Debido al cambio permanente de distintos factores, dicho balance debe ejecutarse durante toda la vida útil de la planta solar fotovoltaica. Si existen peligros de salud y seguridad del personal, debemos priorizar esta situación.



Fotografía N° 4.
Galvanización en
ambiente frío

Trabajos de mantenimiento preventivo mayormente empleados son:

- » Inspección visual de componentes y equipos (vea capítulo "Inspección").
- » Inspección de torque de pernos.
- » Lubricación de cojinetes.
- » Ensayos de corrosión, aplicación de galvanización en perfiles y placas a causa del ambiente frío.
- » Ensayos eléctricos (incluir sistemas de puesta a tierra).
- » Termografía.
- » Calibraciones.
- » Limitar el crecimiento de la vegetación, para evitar la generación de sombras.
- » Limpieza de módulos.
- » Inspección referente a asuntos de salud y seguridad ocupacional.
- » Elaboración de reportes y documentación.

Para realizar un trabajo detallado se debe preparar checklists.

Luego de las inspecciones y ensayos en terreno, hay que analizar los datos obtenidos y compararlos con los datos "baseline" (valores referenciales obtenidos anteriormente). De esta manera se debe preparar tendencias y definir fechas óptimas para el mantenimiento preventivo.



El mantenimiento preventivo en inversores, debe priorizarse (es un equipo caro, esencial para el eficiente funcionamiento de la planta solar fotovoltaica y los fabricantes exigen ciertas actividades mínimas para la validez de su garantía), a continuación mencionamos algunos trabajos típicos:

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">» Registrar todos los parámetros de funcionamiento y producción que se puedan observar en la pantalla del inversor o en la sala de control (producción en kWcc, kWca, potencia activa / reactiva, voltaje, amperaje y frecuencia).» Registrar las últimas alertas y alarmas (especialmente si aún no están corregidas).» Limpiar y/o cambiar filtros del sistema de ventilación.» Limpiar los canales de aire del sistema de ventilación.» Observar el correcto funcionamiento de los ventiladores.» Determinar si existe filtración de agua a los inversores.» Verificar si existen señales de presencia de animales (insectos, ratas, etc.) dentro del inversor.» Realizar la limpieza al interior del inversor (luego de desconectarlo por ambos lados CC y CA).» Revisar el estado de todos los fusibles.» Controlar si los pernos de terminales y conexiones de cables estén correctamente | <ul style="list-style-type: none">apretados con sus respectivas marcas.» Observar si existe corrosión en el gabinete.» Determinar la existencia de cables o terminales dañados (cambio de color por temperatura, señales de quemaduras, corrosión).» Controlar si prensaestopas sellan bien y entran al contenedor en 90 grados.» Controlar el estado de todas las etiquetas (cables, aparatos, advertencia de seguridad, que estén en su lugar, buen estado y sean legible).» Revisar señales de decoloración (especialmente por elevadas temperaturas debido a malas conexiones).» Inspeccionar el estado de los pararrayos.» Verificar el estado de las protecciones de sobretensión del lado CC y CA (daños, quemaduras, etc.).» Verificar la continuidad de la puesta a tierra.» Realizar pruebas en el anclaje de las fundaciones.» Inspeccionar si la fundación de hormigón presenta grietas y |
|--|---|

- partes quebradas.
- » Verificar el correcto funcionamiento de los interruptores.
- » Observar si todas las funciones de seguridad están operando.
- » Revisar si la última actualización del software está instalada.
- » Elaborar un reporte (incluir fotografías) con todas las revisiones, controles y trabajos realizados (incluir todas las actividades solicitadas por el fabricante para mantener la validez de la garantía).
- » Informar al dueño de la planta y al fabricante de problemas y/o deficiencias encontradas.

El mantenimiento preventivo es un permanente proceso de optimización, estos puntos hay que revisarlos y verificarlos siempre:

- » Cuando hacerlo.
- » Con que frecuencia realizarlo.
- » Que trabajos se deben hacer.

El mantenimiento preventivo, se debería hacer en tiempos de poca irradiación o en bajos precios de energía.

4.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento preventivo es realizado para evitar fallas bajo condiciones normales de operación, pero, en todas las industrias y en la vida misma, existen imprevistos y son relativamente comunes. Cuando un componente o un equipo presentan problemas de funcionalidad, seguridad o falla completa y debemos arreglarlo o cambiarlo, a esta intervención se la denomina mantenimiento correctivo. De esta manera el equipo de mantenimiento debe estar pendiente a los hallazgos que el personal de operación pueda encontrar durante el funcionamiento de la planta y actuar dentro de los tiempos de respuesta definidos en el contrato de operación, los “tiempos de respuesta garantizados”.

Si la causa es un error de serie de producción, el mantenimiento correctivo puede durar más de lo esperado (incluyendo otros equipos). Otras causas que ocasionen un mantenimiento correctivo podrían ser los daños por influencias de la red (tensión y frecuencia), errores operacionales o accidentes con vehículos.

Es importante mencionar que las responsabilidades de la empresa a cargo del mantenimiento correctivo son amplias y deben estar definidas en el contrato de operación y mantenimiento, las cuales limitan con no afectar la garantía asociada a cada uno de los componentes de la planta solar fotovoltaica. Fabricantes de componentes fotovoltaicos ofrecen una garantía por un determinado periodo de tiempo, siempre y cuando los componentes no sean manipulados en su interior o ciertos sellos no se encuentren rotos. Es muy importante que el equipo a cargo del mantenimiento correctivo tenga claro estas condiciones y límites.

Un ejemplo de un mantenimiento correctivo es que: un equipo de operación a través del SCADA ha detectado un string que no inyecta energía y ha notificado al equipo de mantenimiento. Cuando el personal de mantenimiento se encuentra en terreno, inspecciona el string a detalle y detecta que la entrada al inversor (nota: en este ejemplo es un inversor string) posee un conector quemado. En este caso el equipo de mantenimiento debe desconectar el inversor, reemplazar el conector y volver a conectar, reestableciendo el correcto funcionamiento del string.

Un contraejemplo puede ser que: un técnico eléctrico del equipo de mantenimiento durante una inspección habitual de un transformador detecta una fuga de aceite. El técnico debe tomar evidencia fotográfica e informar a su superior de manera inmediata, quien debe contactar con el fabricante del transformador y programar una visita de emergencia (incluso tomar las medidas necesarias para evitar que el aceite esté esparcido a los alrededores y apagar la sección de la planta solar fotovoltaica conectada al transformador. Las medidas exactas a tomar en este caso de emergencia deberían ser detalladas en la parte “trouble shooting” del manual del transformador). Si el técnico hubiese intervenido, el transformador sin instrucciones previas del fabricante (o por indicaciones en el sector “trouble shooting” o por instrucciones escritas del fabricante luego de informarle del problema), podría poner en riesgo la garantía del equipo exponiéndose a una situación compleja.

Primero se debe revisar la existencia de riesgo eléctrico o de incendio por este tipo de fallas y en ese instante tomar las medidas correspondientes.



En caso de fallas, lo antes posible, se debe establecer una segura operación del sistema y subsistemas asociados. En el caso más crítico, si el equipo afectado detiene el funcionamiento de la planta solar fotovoltaica, la reparación se debe realizar lo antes posible (por ejemplo, el arreglo de la falla del único transformador, con la planta sin operación, tiene la más alta prioridad).

Siempre debemos analizar cuál fue el motivo de la falla y/o problema y luego tomar las acciones correspondientes, para asegurar que este tipo de error no se repita.

Mantenimiento correctivo debería ser, únicamente, una opción de emergencia. Para operar una planta de forma económica y óptima se debe enfocar en el mantenimiento predictivo y preventivo, porque resultan ser más económicos realizarlos que reparar equipos que estén presentando fallas (a veces los daños presentan elevados costos de reparación).

En ocasiones sucede que, durante un mantenimiento preventivo, al observar los datos del sistema de monitoreo se detecta una falla en el sistema, el cual necesitará una rápida intervención aplicando el mantenimiento correctivo.



Causas de fallas en componentes eléctricos generalmente son:

- » Uso de componentes no aptos para la aplicación.
- » Deficiencias en el diseño.
- » Errores en la instalación.
- » Factores ambientales (por ejemplo, fuertes vientos, terremotos, etc.).
- » Degradación.
- » Errores de operación.

Los módulos fotovoltaicos, al menos en los primeros años de operación, no presentan daños significativos (ocurre que tapas de junction boxes estén sueltas o que se observan snail tracks sobre las celdas). Normalmente los módulos, solo después de varios años, empiezan a tener señales de degradación (delaminación, decoloración, marcas de quemaduras, etc.). Más susceptibles por fallas son los inversores. Como los inversores suelen tener un sofisticado sistema de control y monitoreo, muchas fallas se pueden eliminar de forma remota.

En general los inversores tienen una vida útil alrededor de los 15 años, es decir, que se deben cambiar al menos una vez dentro del periodo de operación normal de la planta solar fotovoltaica que es de 25 años. Otras partes de una planta solar fotovoltaica como: equipos eléctricos, cableado y estructura, están previstas de tener una vida útil de más de 25 años.

Como se detalló anteriormente, especialmente los inversores son predestinados a sufrir una variedad de problemas durante su vida útil. Es importante notar que la mayoría de ellos provienen de la parte DC de la planta solar fotovoltaica o de la red (ejemplo: voltajes fuera de los límites aceptables, frecuencias fuera de los límites aceptables, fallas a tierra, etc.) y la menor parte de fallas proviene del mismo inversor. Para simplificar la búsqueda del error, su causa y su eliminación, los fabricantes facilitan listados de códigos de errores frecuentes con la descripción tanto del problema como de la solución.

No solo es importante la tasa de fallas de cierto inversor, sino también que tan rápido se identifica y se elimina el error y su causa.

Fallas típicas de inversores:

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">» Alta temperatura , por algún tipo de falla en la ventilación:<ul style="list-style-type: none">• Ventilador dañado.• Filtros tapados.• Falla en la acometida de corriente. | <ul style="list-style-type: none">» Baja producción:<ul style="list-style-type: none">• Falla en la ventilación.• Sensores dañados.Tensión AC (demasiado alta y/o baja).Frecuencia (demasiado alta y/o baja). |
|--|--|

A nivel de componentes, especialmente capacidades eléctricas, filtros de señales eléctricos e IGBTs, son susceptibles a fallas provocado por efectos transitorios (sobrecorrientes transitorias, sobretensiones transitorias, armónicos) al lado CC o CA.

Especialmente, en este tipo de mantenimiento, es de máxima importancia tener las partes de repuesto de manera inmediata (por lo menos los críticos y los "long lead ítems") – ver capítulo "Partes de repuesto". En caso de no tener ciertas partes al alcance inmediato, lo más recomendable es tener un listado con posibles proveedores y toda la información al respecto disponible (persona de contacto, número de compra del componente, etc.). También hay que revisar si los componentes aún están bajo garantía del fabricante y en qué condiciones, todo referente a la entrega de partes de repuesto. Es clave que el personal de O&M esté familiarizado con vigencias y condiciones de garantías, además de saber cómo gestionarlos.

Si el equipo (ejemplo inversor) aún está dentro el período de garantía generalmente el mismo fabricante tiene la obligación de enviar técnicos especializados a la planta y asegurar que el equipo esté funcionando dentro de un cierto plazo a partir de la ocurrencia del problema (por ejemplo, dentro de 48 horas).

Para hacer los trabajos de mantenimiento correctivo de manera eficiente (especialmente si técnicos especializados tienen que ir al sitio), hay que seguir los siguientes puntos:

- » Mandar al fabricante o al proveedor la información del problema lo más específico posible.
- » Mandar el historial del equipo con todas las fallas que sufrió con anterioridad.
- » Mandar la exacta descripción de partes requeridas (tipo, número de compra, especificación, etc.)
- » Especificar el tipo de experto requerido para el trabajo.

Cuando los técnicos especializados lleguen al sitio, repetir los puntos anteriores para evitar error de comunicación y antes de que salgan del terreno, hay que inspeccionar con ellos la reparación y el sistema de monitoreo, si todo está solucionado se realiza la puesta en marcha nuevamente (interruptores cerrados, etc.).

Llevar un registro de todos los trabajos que se realizaron en los diferentes equipos (historial), para entregárselo a los técnicos externos ante una próxima falla. Este registro incluye una observación de todos los asuntos abiertos y concluidos.

Cada vez que se realice mantenimiento correctivo con un experto externo solicitado en el terreno, es aconsejable ocuparlo en trabajos especializados de mantenimiento predictivo y preventivo.

Para asegurar una corrección rápida en caso de fallas, hay que evaluar los siguientes puntos y preparar los procedimientos en un tiempo establecido:

- » Verificar si es posible realizar correcciones de forma remota.
 - Por ejemplo, se puede hacer un update de software para inversores de forma remota sin necesidad de ir a terreno.
- » Stock de componentes de repuesto adecuado.
 - Identificar las partes que frecuenten más fallas.
 - Averiguar los diferentes componentes instalados en la planta.
 - Identificar las partes más críticas.
 - Si se requiere de repuestos, sustituirlos inmediatamente.
 - Hay que hacer los cálculos económicos para cada componente de antemano (gestión, transporte, distancia al proyecto, importancia del componente, etc.) y a base de esto, definir el número adecuado de componente que se requiera en stock.

- » Componentes que no se encuentren en stock.
 - Tener siempre, actualizado, un listado de proveedores de los distintos compontes.
 - Tener vigente los contratos con empresas de servicio O&M en caso de requerirlos.
- » Definir tiempos de corrección.
 - 12 h / 48 h / 72 h etc., según importancia del equipo y/o componente.
 - Fallas que involucren un riesgo de seguridad y salud ocupacional deben ser atendidos de inmediato.
- » Realizar una estadística de fallas.
 - Ajustar el mantenimiento preventivo con base en los resultados de esta estadística.



La mayoría de las fallas y/o problemas que ocurren no son críticos, por ejemplo, un fusible quemado dentro de una caja combinadora, no es necesario actuar de inmediato. Otras fallas y/o problemas que tienen un gran impacto a la producción o ponen la seguridad del personal o la integridad del equipo en peligro tienen que ser eliminadas lo antes posible. Hay que analizar las diferentes fallas posibles y establecer tiempos de respuesta adecuados (desde el punto de vista económico, puede suceder que, realizar reparaciones de errores menores y no relevantes respecto a la seguridad del personal y equipos no es financieramente viable y será mejor esperar hasta el próximo mantenimiento preventivo).

Luego de un daño / falla / error de un equipo o componente, hay que analizar cuál fue la causa al respecto y documentar lo sucedido, que se obtuvo como resultado y que se debe hacer para evitar tal daño en otros equipos y componentes. Este

conocimiento debe ser adjuntado a los procesos de mantenimiento predictivo y preventivo.

Registrar los números de serie, por ejemplo, de los inversores luego de daños ya que se puede detectar problemas de serie.

Estudios demostraron que un 70 % de todas las fallas son aleatorios y solo 30 % son calculables (por ejemplo, luego de 15 años debería fallar un cierto componente), esto indica que el enfoque debería estar en el mantenimiento predictivo, ya que mayormente no es posible predecir las fallas y en que componentes sucederá, sin hacer un monitoreo permanente.

A parte del mantenimiento predictivo, debería emplearse un mantenimiento preventivo para evitar mantenimientos correctivos.

4.4 MANTENIMIENTO EXTRAORDINARIO

Las actividades de mantenimiento extraordinarios hacen referencia a todos los servicios civiles, mecánicos o eléctricos que no estén considerados en el mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo acordado en el contrato. Estas actividades extraordinarias se producen bajo situaciones extraordinarias, es decir, eventos impredecibles.

Situaciones que pueden llevar a realizar mantenimiento extraordinario en la planta son:

- » Robos.
- » Desmanes por grupos violentistas.
- » Inundaciones a causa de desbordes de ríos u otros factores.
- » Tormentas eléctricas con descargas atmosféricas en la planta.
- » Tormentas con vientos huracanados.
- » Granizos fuertes.

- » Terremotos.
- » Incendios de cualquier tipo.
- » Irrupción de animales.
- » Cambios mayores debido a nuevos requisitos en el marco regulatorio del país.

Lo anterior es una lista de ejemplos, la cual no es una limitante, existe una amplia gama de posibilidades de eventos impredecibles que pueden afectar la planta. El factor que define estas actividades es su limitación a temas civiles, mecánicos y eléctricos.



4.5 SERVICIOS ADICIONALES

Los servicios adicionales, son aquellos que el propietario de una planta solar fotovoltaica requiera y no estén descritos en el contrato de operación y mantenimiento. Generalmente hace referencia a actividades que no son eléctricas ni mecánicas, sin embargo, también puede referirse a actividades descritas en el contrato de operación y mantenimiento, con un número limitado de repeticiones al año.

Ejemplos de servicios adicionales en el tema eléctrico y mecánico.

- » Mediciones de curvas I-V adicionales.
- » Pruebas adicionales de termografía en módulos y componentes.
- » Medición de puesta a tierra.
- » Otras mediciones o pruebas adicionales en terreno.

Algunos ejemplos de servicios adicionales no eléctricos ni mecánicos, que puede solicitar un propietario de una planta solar fotovoltaica a su empresa de operación y mantenimiento, son los siguientes:

- » Servicios de facturación por venta de electricidad – balance de energía.
- » Ingreso de datos de producción de energía a la autoridad correspondiente para pago.
- » Mantenimiento irrelevante adicional en módulos fotovoltaicos u otros equipos (adicional a los ya son incluidos en el contrato).
- » Control de crecimiento de la flora.
- » Control de plagas.
- » Ampliación del cierre perimetral.
- » Reparación de camino para el ingreso a la planta.
- » Mantenimiento de edificaciones de la planta fotovoltaica.

4.6 APÉNDICE – CORROSIÓN

Nota referente, corrosión subterránea

Para proteger hincas de corrosión, hay tres tipos de medidas pasivas: Galvanización, pintura y colocar concreto (vea a continuación).

La galvanización es una práctica para suelos con una agresividad regular y suelos muy agresivos, puede ser insuficiente para proteger a la hinka durante toda su vida útil.

Una alternativa es pintar las hincas luego de galvanizarlas con una resina epoxi. El problema es que durante el proceso de hincado muchas veces se rompe y pierde sus propiedades. Aún peor, puede ocurrir que no deje salir la humedad y la corrosión aumenta.

Otra alternativa es la protección activa: Con un buen dimensionamiento de la galvanización de las hincas (y suelos no muy agresivos), ellas deberían estar bien

protegidas y no debería ser necesario una protección activa (cathodic corrosion protection – vea adelante). Muchas veces el estudio geotécnico no es lo suficientemente detallado (especialmente los análisis químicos se debería mostrar la cantidad de puntos en las que se tomó pruebas, cuales sustancias fueron analizadas, etc.) y tampoco se toma importancia suficiente a las condiciones climáticas en el terreno (condensado, lluvias). En suelos muy agresivos, como fue mencionado anteriormente, solo la galvanización puede ser insuficiente y una pintura puede ser inadecuada.

Por esto hay muchas plantas con problemas, que necesitan la implementación de sistemas de protección activa posteriormente (algunos suelos son tan agresivos que puede corroer la capa de galvanización de zinc dentro de pocos años).

Protección activa o Cathodic Corrosion Protection

La corrosión bajo suelo (por ejemplo, en hincas) puede empezar fuertemente luego de pocos años. El hierro se libera de la hinka y migra al suelo junto con dos electrodos. En varias plantas solares fotovoltaicas, luego de 2 a 3 años de operación ya se logra observar una fuerte corrosión en la parte baja, suelo de las hincas. Esto suele pasar si la galvanización no es suficientemente gruesa o su calidad no es la adecuada para el tipo de suelo (generalmente si es muy agresivo).

Para que ocurra la corrosión es necesaria la presencia de humedad, en condiciones secas no habrá corrosión. También existen ciertas bacterias que pueden apoyar al proceso de corrosión, igual que transporte de energía como: líneas de potencia.

Cuidado con sistemas de puesta a tierra, ya que normalmente están hechas de cobre. Bajo ciertas condiciones químicas del suelo y humedad, el cobre con el zinc y la capa de galvanización de las hincas, puede comportarse como una batería.

El cathodic corrosion protection se tiene que instalar antes que el perfil pierda sus propiedades (esto normalmente sucede cuando la capa de galvanización está deteriorada y la corrosión ataca al mismo acero de los perfiles). El sistema no es curativo (no se puede reestablecer capas de galvanización perdidas, solo se puede detener el proceso de corrosión).

Para proteger perfiles bajo tierra (por ejemplo, hincas), a la galvanización se le puede adicionar Cathodic corrosion protection, es relativamente económico y aguanta el tiempo previsto para el diseño del sistema (pueden ser 25, 30 o 40 años). Se coloca un ánodo (electrodo positivo) dentro del terreno en una cama de carbón (para poder garantizar un buen flujo de la corriente inyectada). Se conecta el ánodo con la hinka y se inyecta una corriente CC que provoca que los electrodos migren desde el ánodo hacia la hinka. El sistema consume como máximo unos 0,3 kW / MWp. El potencial que se inyecta tiene que alcanzar un cierto nivel (dependiendo de las condiciones del sitio). Por ejemplo, puede ser - 1 V. Varios sensores

instalados en el campo miden permanentemente este potencial y lo regulan (más o menos voltaje), para siempre estar en el nivel deseado. El sistema está integrado en el monitoreo de O&M para controlar los datos al respecto.

Por cada MWp se requieren alrededor de 30 ánodos, la cifra exacta debe determinarse según las especificaciones del suelo. Si las condiciones demandan demasiados ánodos, se puede colocar ánodos a mayor profundidad y de esta manera disminuir su número.

Como el sistema está polarizando el campo, aún si el sistema falla sigue activa la protección catódica durante varias semanas. Los proveedores reclaman que si esta polarización está calculada correctamente no apoya a PID (tiene que ser diseñado por profesionales para evitar este riesgo).

En teoría, se podría usar perfiles de acero sin galvanización, si es que empleamos cathodic corrosion protection. Como en este caso, se debería galvanizar la parte del perfil que tenga contacto con la atmosfera no es práctico.



Fotografía N° 5.
Encofrado para hormigonado
adicional de hincas

Protección de hincas con hormigón

En caso de fuerte corrosión, se puede colocar hormigón a las fundaciones – cuidando la armadura, la composición del hormigón y en especial con el área donde la hinka sale de la zapata de hormigón.

Problemas referentes a la protección de hincas con hormigón dañado:

- » Riesgo de dañar las mesas y/o módulos durante los trabajos.
- » Es dispendioso excavar todas las hincas.



5

EVALUACIÓN DEL
DESEMPEÑO DE
OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

UNA ENCUESTA RELEVÓ QUE LA CALIDAD DE SERVICIOS DE O&M, EN GENERAL, ES REGULAR Y LA ESTANDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS ES POCO AVANZADA. ESTO PUEDE TENER DOS RAZONES.

Si se habla de un contratista principal, para realizar la O&M durante los primeros dos años de operación de la planta solar fotovoltaica:

- » Una planta solar fotovoltaica en su fase inicial, generalmente no presenta problemas.
- » Los precios EPC, especialmente en América Latina, son muy bajos.
- » Por estas dos razones puede suceder que el contratista principal trata de "aumentar su margen de ganancias" del EPC, cobrando por un servicio de O&M invirtiendo lo menos posible.
- » Los problemas de una planta con deficiente mantenimiento, vienen luego de varios años cuando ya han caducado los dos años de O&M del contratista principal (por ejemplo, falta parcial o completa de lubricación en cojinetes de los seguidores).

General:

- » Luego de la puesta en marcha se descuida la planta y el equipo en terreno no está controlado adecuadamente.
- » La vida en la planta es repetitiva. Muchos trabajos son rutinarios y hay pocos asuntos "relevantes". El resultado puede ser que: el personal baje el ritmo de trabajo y solo realice lo necesario (algunas ocasiones, no se realiza ningún trabajo).
- » Presupuestos insuficiente, una vez puesta en marcha la planta, se evita generar más gastos (incluso inversiones en partes de componentes), lo que al final eleva los costos.
- » Calidad de personal: Por la misma razón del presupuesto, para las actividades de O&M muchas veces se contrata personal ineficiente.

Por los temas mencionados anteriormente, una alternativa es contratar un ingeniero independiente para que realice controles periódicos respecto a la eficiencia de los servicios de O&M en terreno. Estos controles deben incluir:

- » Revisión de datos del sistema de monitoreo.
- » Revisión de la ingeniería de la planta solar fotovoltaica.
- » Revisión de documentos:
 - Control de calidad (Checklists, etc.).
 - Comisionamiento.
 - Mantenimiento (enfoque especial si seguimos el plan de mantenimiento preventivo del fabricante de los inversores).
 - Operación.
 - Procedimientos.

- » Visita a terreno:
 - Inspección visual.
 - Mediciones (distancias, torques, galvanización, etc.).
 - Termografía.

- » Visita a sala de control:
 - Rendimiento de la planta solar fotovoltaica.
 - Alertas.
 - KPIs.
 - Software empleado:
 - Calidad.
 - Acceso de personal.
 - Seguridad cibernética.
 - Sistema de monitoreo y de control:
 - Condición (fallas, tiempos sin señales, etc.).

- » Organización (equipos, tanto en operación como en mantenimiento):
 - Reuniones periódicas:
 - Temarios.
 - Duración.
 - Frecuencia.
 - Documentación.
 - Organización de trabajos.
 - Calificación del personal y capacitación.
 - Organización de turnos.

- » Mantenimiento:
 - Inspecciones:
 - Organización.
 - Personal.
 - Preparación.
 - Instrumentos.
 - Etiquetas.
 - Documentación.
 - Mediciones:
 - Organización.
 - Personal.
 - Preparación.
 - Instrumentos.
 - Documentación.

- » Seguridad y Salud ocupacional:
 - Manual.
 - Planificación.
 - Procedimientos (LOTO, etc.).
 - Exposiciones (riesgos por arcos eléctricos, 5 reglas de oro, etc.).
 - Entrenamientos.
 - Simulacros.
 - Reportes y documentación.
 - Personal calificado en seguridad y salud ocupacional.
 - EPPs.

- » Almacenaje:
 - Condiciones de almacenaje.
 - Limpieza.
 - Etiquetas.
 - Componentes de repuesto, revisar:
 - Si están completos.
 - La documentación de partes almacenadas y/o empleadas.
 - El listado de partes (nombre, número de serie, número de compra, especificación, etc.).

- » General:
 - Limpieza.
 - Orden.
 - Reglamentaciones internas (por ejemplo, velocidad de vehículos en terreno).
 - Puntualidad.
 - Motivación del personal.
 - Herramientas, observar si están:
 - Completas.
 - Ordenadas.
 - Limpias.
 - Disponibles.
 - Evaluación, presentación y etapa de discusión con el dueño y el equipo de O&M:
 - Estado actual.
 - Deficiencias.
 - Fortalezas.
 - Mejoras potenciales.
 - Reporte final:
 - Información general de la empresa, los inspectores y el alcance de la evaluación.
 - Estado actual.
 - Deficiencias.
 - Fortalezas.
 - Input, de la ronda de discusión.
 - Mejoras potenciales.
 - Medidas de comprobación respecto a las mejoras realizadas.



6

PARTES DE
REPUESTO

PARTES DE REPUESTO



- » BOM completo de los diferentes equipos (por ejemplo, estructura de montaje, inversor, etc.). Hay que describir específicamente para que equipo o componente son las diferentes partes de repuesto solicitadas.
- » Denominación, números de archivo, número de compra y número de serie.
- » Tipo.
- » Especificaciones.
- » Fabricante:
 - Nombre.
 - Dirección.
 - Persona de contacto.
 - Teléfono.
 - Correo electrónico.

- » Manuales de instalación.
- » Manuales de mantenimiento.
- » Costo.
- » Plazo de entrega y/o disponibilidad, debemos ser precavidos porque los proveedores pueden desaparecer o discontinuar la producción de ciertos componentes.
- » La fecha y la cantidad de partes que fueron solicitadas al momento de la orden de compra.
- » Asignación:
 - A una planta solar fotovoltaica (si hay varias en operación).
 - A un centro de costos.

- A un equipo (ejemplo, inversor).
- » Cantidad de partes usadas:
 - Ubicación en terreno.
 - Con fecha de cambio e instalación del repuesto.
- » Cantidad de repuestos que existen en stock, según contrato.
- » Cantidad que hay en stock.
- » Ubicación de los repuestos en el almacén.

La información descrita debe actualizarse día a día, es decir, actualizarlo siempre y cuando existan cambios, recibos o entregas de componentes.

Según lo especificado en el contrato, luego de la puesta en marcha el contratista principal entrega un paquete de componentes de repuesto al dueño de la planta solar fotovoltaica. Es importante definir quien se ocupará de su gestión (vigilancia de los almacenes, entrada y salida de personas para evitar robos y/o vandalismo, adecuado almacenaje, compra de componentes nuevos, etc.). Normalmente es responsabilidad del proveedor de servicios de O&M, en específico del personal de O&M (en muchos casos, durante los primeros dos años de la operación de la planta solar fotovoltaica, la O&M está a cargo del contratista principal).

Los diferentes componentes y equipos deben ser almacenados acorde a las indicaciones de los fabricantes, y cuando se necesiten componentes del almacén en terreno, se debe tener una pronta

respuesta para la sustitución. Lo ideal sería, ya en la fase de diseño, velar por equipos (por ejemplo, estructura de montaje) que tengan un gran porcentaje de componentes estándar (fácilmente accesibles durante la fase de O&M) y es importante trabajar con fabricantes financiados, para minimizar el riesgo de que entren en bancarrota (luego será difícil conseguir componentes de repuesto que se requieran del proveedor).

Hay que definir bien en el contrato O&M, quien tiene el riesgo y la responsabilidad en caso de daños o robos y que seguros elegir.

Para empezar los trabajos de almacenamiento, el proveedor de los servicios de O&M y/o el equipo de O&M necesita el listado de todos los componentes, equipos y materiales con sus informaciones respectivas:



En almacén debe existir la cantidad suficiente de componentes y materiales de uso recurrente, por ejemplo:

- » Fusibles (ciertos fusibles, no estándares, por ejemplo: fusible de falla a tierra que son difíciles de conseguir).
- » Filtros.
- » Tornillos.
- » Grasa.
- » Lubricante.
- » Tubos.
- » Amarres.
- » Etiquetas.

Partes identificadas como críticas para el buen funcionamiento del sistema, especialmente si son long lead items, deben estar siempre en almacén y estar a disponibilidad de la planta. La sustitución de los componentes por los repuestos, debe realizarse de manera inmediata (con mayor prioridad partes críticas del sistema).

Porcentajes de servicio, por ejemplo 95%, es decir que en el 95% de los casos el repuesto que sé tiene en stock es aplicable a componentes NO críticos (por ejemplo, una viga de montaje de módulos, posiblemente algunos strings que les faltan módulos, y aun así la planta podrá funcionar casi al 100%). Componentes críticos (por ejemplo, partes del inversor o del transformador) deberían tenerse siempre en stock (por ejemplo, si por una parte unos inversores no funcionan, la planta dejaría de generar un porcentaje importante durante días o semanas).

Para calcular el número adecuado de los demás componentes de repuesto, hay que considerar varios factores:

- » Recomendaciones del fabricante.
- » Recomendaciones del contratista principal.
- » Cantidades de los diferentes partes que se usan en plantas de similares características.
- » Importancia de cada componente para el buen y seguro funcionamiento de la planta y/o sus sistemas.
- » El lead time de cada componente.
- » Calidad de los diferentes componentes y probabilidad de falla.
- » Multas por reducida entrega de energía y potencia.
- » Compromisos de entrega de energía (por ejemplo, por el contrato PPA).
- » Tiempo de reacción requerido.
- » Cantidad de estas equipos instalados en la planta.

El pronóstico de necesidad, de partes de repuesto, siempre es una estimación con un alto grado de inseguridad y un proceso permanente. Durante la fase de mantenimiento de la planta se va ajustando el número de partes según la necesidad real. El contratista, por este motivo, debe llevar estadísticas de los equipos más susceptibles a defectos y daños. Debemos manejar cantidades considerables de estos equipos, además de reducir la cantidad de repuestos robustos que requieran poco mantenimiento y cambio. Junto a una evaluación de componentes críticos, el contratista debe optimizar el almacenaje.

Opciones para disminuir el número de repuestos, tener varios proyectos con los mismos componentes (o colaborar con otras plantas solares fotovoltaicas que tengan los mismos componentes), instalar una bodega central para almacenar las partes, acordar con los proveedores la disponibilidad y plazo de entrega de ciertos componentes.

Cifras de la práctica, cuando se hace un análisis de partes almacenadas para O&M en la industria hay una probabilidad de disminuir el valor del stock entre 10 y 20% (ya descontando varios componentes que falten o que haya que ordenar). Con la reducción de repuestos en stock, se puede ahorrar en componentes dañados por tiempo prolongado e inadecuado almacenaje (dañados por humedad, polvo, no realizar mantenimiento, etc.), esto puede llegar de 0,1 hasta 1% del valor del stock total.

Adicionalmente se puede ahorrar de 0,1 a 0,5% (respecto al valor de stock) en costos por envíos de emergencia (con avión, etc.), si y solo si se realiza un plan adecuado del almacenamiento de partes críticas.

Si se considera costos adicionales como administración, renta de bodegas, limpieza, mantenimiento, etc., con una adecuada planeación de que partes de repuestos y que cantidades se ordenan usualmente, se puede ahorrar entre 10% y 25% del valor total de las partes de repuesto.

6.1 ALMACENAMIENTO

» Organización:

- Usar eficientemente el espacio vertical (hasta el techo de ser posible).
- Diferentes tamaños de estanterías, para un uso óptimo del espacio.
- Colocar componentes de mayor demanda cerca de la salida y en el nivel más bajo.
- Facilitar áreas de circulación peatonal y transporte para el almacenaje de repuestos.
- Localización (zona – fila / columna (– sub fila / sub columna – si hay sub filas y sub columnas en un sector)). Por ejemplo, A – 1/B (– 3/A).
- Repuestos pequeños almacenar en contenedores plásticos.
- Establecer grupos de componentes (por ejemplo, componentes para inversores).
- Separar de manera visible los diferentes componentes que vienen en embalajes similares.
- Organizar la forma de entrega con el proveedor (por ejemplo, palets de una cierta altitud, para que logren entrar en la estantería sin dificultad).
- Pedir al proveedor etiquetar los repuestos según el sistema de O&M.

- » Componentes dañados que se entregan en terreno deben ser marcados y guardados inmediatamente en un lugar separado y claramente identificados como componentes dañados. Limpieza.

» Adecuado almacenaje:

- Módulos.



Fotografía N° 6.
Inadecuado almacenaje de módulos retirados de terreno



Fotografía N° 7:
Cable dañado por inadecuado apilamiento



Fotografía N° 8.
Inadecuado almacenaje de palets de módulos (permanentemente bajo lonas)



Fotografía N° 9. Pictograma enseñando que los palets deben permanecer secos en todo momento

- » Protección de los componentes a influencias ambientales.
 - Polvo.



Fotografía N° 10. Aisladores no protegidos contra el polvo



Fotografía N° 11. Aisladores dañados

» Tubos para uso subterráneo protegidos de los rayos UV.



Fotografía N° 12. Tubos sin protección contra radiación UV



Fotografía N° 13. Etiquetado de tubos indicando que no deben ser expuestos a radiación UV



Fotografía N° 14. Tubos dañados por radiación UV

» Cables protegidos de la radiación UV.



Fotografía N° 15. Bobina de cables protegida de la radiación UV



Fotografía N° 16. Bobina de cables expuesta a radiación UV

» Almacenamiento de pernos y arandelas en lugares secos para evitar corrosión.



Fotografía N° 17. Pernos oxidados por condensación

Gestión de compras, recibo y entrega de componentes

El personal de O&M tiene que llevar un listado actualizado que contenga todos los recibos y entregas de los nuevos componentes y almacenarlos para su futuro uso en terreno.

El manejo de los componentes en los almacenes debe ser según "first in / first out", es decir, primero usar las partes más antiguas y posteriormente las partes entregadas recientemente. Para lograr dicho cometido, hay que determinar fechas de entrega de cada componente y tener el registro guardado en el sistema.

Si el número de un componente en stock llega a un cierto límite, el software al respecto tiene que avisar al supervisor inmediatamente, para proceder a realizar un pedido adicional.

Si se ordena algunos componentes "just in time", es recomendable estar permanentemente en contacto con el fabricante, en el caso de que un componente llegará a discontinuarse podamos solicitar una producción razonable para nuestra reserva. Si un fabricante entra en bancarrota, se debe hacer lo posible para conseguir una buena cantidad de repuestos antes de que cancelen su venta.

Para reducir el "lead time" en caso de mantenimiento correctivo, por la urgente necesidad de repuestos, es aconsejable tener preparados todos los procesos de suministro, por ejemplo, haciendo un análisis donde hay cuellos de botella en el proceso de adquisición.

El costo de repuestos almacenados debe ser comparado con el costo de compras y de ser posible adicionar los costos del tiempo de envío y pérdidas de producción.

Consideración referente a compra de componentes.

- » Paquetes de venta:
 - Si un cierto componente solo se vende por paquetes (por ejemplo, seis unidades por paquete), se debe verificar si no será más factible esperar el desgaste de otros componentes en terreno para realizar la compra.
- » Costos:
 - Ventaja: Si el fabricante discontinúa la fabricación, ya se tiene las partes en terreno.
 - Desventaja: Tener demasiados componentes en stock:
 - Uso de espacio.
 - Uso de recursos (controles, mantenimiento, etc.).
 - Degradación.
- » Que descuentos existen:
 - Mayor cantidad del mismo componente.
 - Compra de otros componentes adicionales.
 - Costo de transporte (muchas veces se puede aprovechar en comprar más componentes por el mismo costo de transporte).
- » La persona encargada de las compras debe poseer conocimientos acerca de cada equipo, para saber que se debe ordenar (si no tiene estos conocimientos existe la probabilidad de que esta persona ordene demás).
- » Investigación de costos para entregas urgentes (por avión, etc.).

Cada vez que se realiza una entrega de componentes, el contratista tiene que verificar si están completos y no tengan imperfecciones. En caso de daños, se tiene que informar de manera inmediata al dueño de la planta y al fabricante (con un reporte, fotos, etc.), además anotar las observaciones en los albaranes.

6.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PARTES DE REPUESTO

Para tener una mejor perspectiva de los repuestos, es aconsejable introducir clasificaciones:

1. Disponibilidad:

- » **Muy alta:** El proveedor siempre lo tiene en stock (disponible).
- » **Alta:** Disponible en fábrica dentro de 3 días.
- » **Baja:** Disponible en fábrica dentro de 3 meses.
- » **Muy baja (crítica):** Disponible en fábrica dentro de 6 meses.

2. Relevancia:

- » **Muy alta:** Costos elevados por ausencia del componente (por tiempo improductivo o reducida generación).
- » **Alta:** Altos costos por ausencia del componente (por tiempo improductivo o reducida generación).
- » **Moderado:** Costes moderados por ausencia del componente (por tiempo improductivo o reducida generación).
- » **Deseable:** No existen costos por tiempo improductivo o reducida generación. Habrá costos consecutivos si no se arregla a tiempo.

3. Grado de rotación:

- » **Alto:** Más de 1 por mes.
- » **Mediano:** Más de 1 por año y menos de 1 por mes.
- » **Bajo:** Menos de 1 por año y más de 1 por 5 años.
- » **Muy bajo:** Menos de 1 por 5 años.

4. Valor del componente y consecuencias:

- » **Alto:** 10% de los componentes con un valor de 70% de todos los componentes:
 - Alta gerencia para aprobar la compra.
 - Tener 5 proveedores a mano.
 - Vigilancia especial requerida.
 - Especial cuidado de almacenamiento.
- » **Medio:** 20% de los componentes con un valor de 20% de todos los componentes:
 - Tener 3 proveedores a mano.
 - Vigilancia especial requerida .
 - Cuidado elevado de almacenamiento.
- » **Bajo:** 70% de las partes con un valor de 10% de todas las componentes.

5. Precio (según esta clasificación se debe organizar la vigilancia y/o control de los repuestos):

- » **Precio elevado:** Por encima de los 10.000 USD.
- » **Alto precio:** Entre 1.000 y 10.000 USD.
- » **Precio moderado:** Entre 100 y 1.000 USD.
- » **Bajo precio:** Hasta 100 USD.

Todo está relacionado con la gestión de componentes de repuesto, es aconsejable emplear algún software.



INSPECCIÓN



INSPECCIÓN



PRIMERO SE PRESENTA UNA BASE DE DATOS REFERENTE A LA DEGRADACIÓN DE COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA:

Tasa de fallas (aplica para todos los componentes):

- » Al principio **alto** (en los primeros 2 a 3 años).
- » Durante la vida útil **bajo**.
- » Al final de la vida útil, sube exponencialmente.

Esto indica que al principio y al final de la vida útil de una planta solar fotovoltaica la frecuencia de inspecciones debe ser elevada.

Como se reparten las fallas en plantas solares fotovoltaicas:

De 50 a 65 % inversores (incluso fallas de la red):

- » Ventilador.
- » IGBTs.
- » Condensadores.
- » Sistema de enfriamiento.
- » Fusibles.
- » Falla a tierra.
- » Etc.

De 10 a 35 % módulos fotovoltaicos.

De 5 a 20 % cables y conectores.

De 5 a 10 % Estructuras.

De 4 a 7 % Cajas combinadoras.

Un 5 % otros componentes, ejemplo: seccionadores, etc.

Antes de una inspección a una planta solar fotovoltaica, se debe revisar el sistema de monitoreo y los KPIs (PR, disponibilidad, producción, etc.) y observar cualquier anomalía en ellos, ejemplo: tiempos sin producción, fallas, alertas, etc. Esta información es la base para la preparación del plan de inspección. A parte de las inspecciones regulares, hay que prestar especial importancia a componentes y equipos que según el sistema de monitoreo mostraron algún tipo de anomalía, es decir, en los checklists respectivos se registra la frecuencia de inspecciones a los equipos y si se realiza inspecciones adicionales profundas y/o se añaden ensayos como termografía.

7.1 BASES DE LAS INSPECCIONES

- » Especificaciones de los proveedores.
 - » Manuales de instalación del fabricante.
 - » Manual de mantenimiento del fabricante.
 - » Ingeniería.
 - » Contrato EPC con sus anexos.
 - » Contrato O&M con sus anexos.
 - » Planos de mantenimiento.
 - » Reportes de comisionamiento.
 - » Reportes de mantenimiento anteriores.
- Una inspección se hace con todos los sentidos
- » Vista (por ejemplo, hincas inclinadas, módulos mal alineados, cables sin tubo de protección).
 - » Oído (por ejemplo, ventilación del inversor).
 - » Olfato (por ejemplo, conexiones quemadas).
 - » Gusto (por ejemplo, aspereza de superficies).

Inspección en terreno

Se empieza revisando los puntos en el sistema de monitoreo que mostraron anomalías, luego se observa puntos en la última inspección si se registró algún tipo de deficiencias, daños, señales de degradación o cambio de aspecto físico y finalmente se hacen las inspecciones generales según el plan de mantenimiento.

Se debe tomar fotografías con cámara IR dentro de cajas o gabinetes apagados (según procedimientos de los fabricantes) poco antes de la captura, para que mantengan los gradientes de temperatura.

Con el avance de la tecnología se logrará identificar componentes y equipos que requieran intervalos más cortos de mantenimiento y otros donde los intervalos sean prolongados. De esta manera, paso a paso, se ajusta y se optimiza el plan de O&M (Nota: Siempre tener en cuenta los requisitos respecto al mantenimiento que el fabricante solicita, para asegurar la vigencia de la garantía).

Equipos y/o herramientas

- » EPPs.
 - » Llave de torque con distintos adaptadores o mejor aún, una llave de torque para cada tipo de perno (así no hay riesgo de confundir torques).
 - » Medidor de galvanización.
 - » Huincha (5 m / 50 m).
 - » Nivel.
 - » Medidor de ángulos.
 - » Cámara fotográfica.
 - » Cámara termográfica:
- Debería ser usada en todas las visitas de inspección a terreno. Su aplicación es: sencilla, ágil, económica y de alta gama de información relevante.
 - Condiciones:
 - Irradiación: Mínimo 600 W/m² en plano de los módulos.
 - Poco viento.
 - Pocas nubes.
 - Antes de la visita a terreno eliminar todas las fotografías almacenadas para no confundirse.

- Cada fotografía tomada debe ser adjuntada con su documentación respectiva, especificando el lugar donde se la tomó.
- Si todo está en orden (por ejemplo, unas mesas con módulos sin anomalías) solo tomar una fotografía de ejemplo, y así no realizar un reporte extenso y poco útil.
- En caso de deficiencias, etc. se tiene que tomar una fotografía por cada caso encontrado y definir acciones adicionales que deben ser realizadas (por ejemplo, medición de la curva I-V, electroluminiscencia).
- Cajas combinadoras:
 - Precondición: Sin viento (para evitar el polvo dentro de los inversores).
 - Desconectar antes de las inspecciones.
 - Abrir la caja (o al revés – depende si el desconector está integrado en la caja).
 - Capturar las primeras imágenes (general, conexiones, portafusibles).
 - Extraer los fusibles.
 - Extraer la placa protectora.
- Capturar imágenes del área detrás de la placa protectora.
- Estos pasos deben realizarse de forma rápida para no permitir que los circuitos y terminales se enfríen.
- Inversores:
 - Precondición: Sin viento (para evitar el polvo dentro de los inversores).
 - Apagar el inversor según procedimiento.
 - Abrir las puertas y capturar imágenes rápidamente, evitando que los circuitos y terminales se enfríen.
- » Se debe comparar los resultados con datos de visitas anteriores, para identificar tendencias. Si se ve que equipos o componentes que se están degradando, se puede ajustar el plan de O&M respecto a la información que se obtuvo.

Al terminar la visita, se debe instalar nuevamente todas las medidas de seguridad y prevención, cerrar todas las coberturas y controlar los checklists, si es que existiese algún punto no revisado.

inversores, etc. y la completa instalación de todas las medidas de desconexión, puesta a tierra y protección.

Este checklist debe ser preparado ya en la fase final de la construcción, para el comisionamiento y la creación del Punchlist. Posteriormente hay que adaptarlo para el uso de las inspecciones periódicas en terreno (siempre con los checklists anteriores a mano).

En adelante los componentes más importantes a inspeccionar son:

7.2 LAS INSPECCIONES

Es aconsejable llevar unos componentes de repuestos básicos (amarres plásticos, etc.) y herramientas simples (tenazas, destornilladores, etc.) para ejecutar reparaciones simples de manera inmediata.

Antes de ir a terreno se debe elaborar un checklist considerando la conformidad con normas, reglamentos y el contrato referente a la instalación civil, mecánica y eléctrica. Hay que tener en cuenta todos los detalles constructivos de los diferentes componentes como: estructura, cajas combinadoras,



7.2.1 Módulos Fotovoltaicos

La planta de Uyuni cuenta con 105.898 unidades de módulos fotovoltaicos, ET Solar, de 320 Wp y con 91.468 unidades, GCL, de 320 Wp. Todos los campos solares tienen uno de los dos tipos de módulos, excepto el PV 18 que tiene una combinación de los dos tipos.

Se controla por cualquier daño o señal de degradación, por ejemplo:

» Vidrio quebrado.

Existe la posibilidad que entre humedad a los strings, donde se puede producir corrientes de falla y fallas a tierra, el módulo ya no tiene su clase de aislamiento eléctrico y por esto hay que cambiarlo lo más pronto posible.

» Decoloración de celdas.

» Snail tracks / celdas con microgrietas / Celdas quebradas.

Como solución se puede usar Rail pads para poner presión por debajo y disminuir el proceso de microgrietas y hacer más lenta su propagación.

» Corrosión de los busbars.

Si se ve partes deterioradas, hay la posibilidad de que se produzca corrientes de falla y fallas a tierra, el módulo ya no tiene su clase de aislamiento eléctrico y por esto hay que cambiarlo lo más pronto posible.

» Junction box.

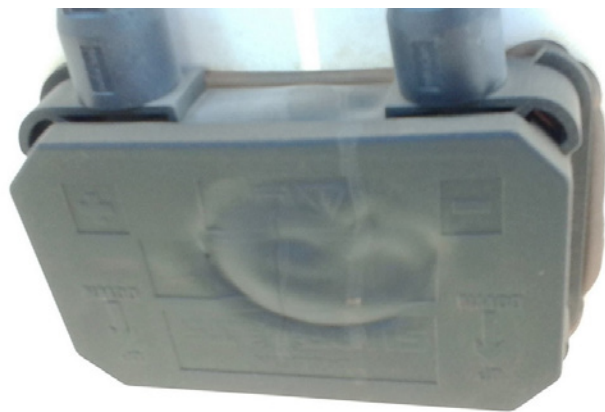
- Tapa suelta.



Fotografía N° 18.
Junction box quemado y tapa suelta

» Formación de burbujas (a causa de elevadas temperaturas dentro de la junction box).

- Quemaduras (por ejemplo, diodo o malas conexiones dentro de la junction box).
- Junction box mal conectado al backsheet.
- Conexiones sueltas u oxidadas.



Fotografía N° 19. Junction box con señal de quemadura interna

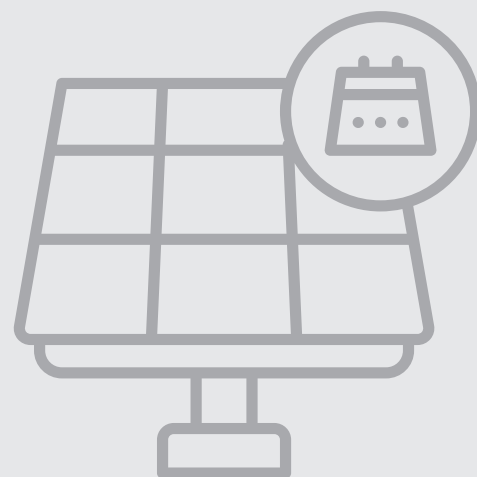
- » Marco
 - Rayado.
 - Quebrado.
 - Mal alineado.
 - Torcido.
 - Puntos de drenaje en el marco del módulo no deben estar puestos sobre rieles de la estructura.

» Backsheet

Raspaduras, si los raspaduras son pronunciadas y profundas, puede ser que ingrese humedad que produzca corrientes de falla y fallas a tierra, el módulo ya no tiene su clase de aislamiento eléctrico y por esto hay que cambiarlo lo antes posible.



Fotografía N° 21. Dos diferentes tipos de backsheets



Fotografía N° 20. Raspones en el backsheet

- » Delaminación.
 - Posibilidad de que ingrese humedad que produzca corrientes de falla y fallas a tierra, el módulo ya no tiene su clase de aislamiento eléctrico. Por esto debemos realizar pruebas al respecto, para determinar si hay que cambiar el módulo.
- » Quemaduras en marcos.
- » Yellowing o browning.
- » Torsión del módulo.
- » Fijación del módulo.

Pernos sueltos o faltantes, grapas sueltas o faltantes. Las grapas en módulos deben ser apretadas con un torque de $16 \text{ Nm} \pm 30\%$ (hay que revisar las torques periódicamente) según el manual del fabricante de los módulos.

» Soiling o grado de ensuciamiento.

El grado de ensuciamiento y la distribución de la suciedad en los módulos se deben monitorear permanentemente, idealmente a través de estaciones especiales para este fin (soiling stations). Adicionalmente en cada inspección a terreno se debería inspeccionar visualmente el grado de ensuciamiento en los módulos.

» Sombras

En cada inspección se debe observar si existen áreas en las que se produzcan sombras sobre los módulos (por ejemplo, árboles cercanos). Generalmente, esto se ve mejor por la mañana y por las tardes con el sol bajo.

En caso de existencia de sombras hay que cortar la vegetación que lo produzca, considerando reglamentos ambientales (a quién pertenecen los árboles, etc.).

» Puesta a tierra de todos los módulos



Fotografía N° 22. Esquinas de marcos dañando en los backsheets



Fotografía N° 23. Soiling en módulos

7.2.2 Estructura

Se controlara por cualquier daño o señal de degradación, por ejemplo:

- » Alineación de la estructura.
- » Corrosión.



Fotografía N° 24. Viga desalineada llega a producir tensión dentro del módulo

- » Distancia entre mesas.



Fotografía N° 25. Distancia entre mesas demasiado angosto

De un perfil estándar, alrededor de 2/3 del precio corresponden al perfil de acero y 1/3 a la galvanización. Por esto los fabricantes tratan de ahorrar en galvanización. Como una insuficiente galvanización puede traer consigo problemas severos a las estructuras de la planta, es importante inspeccionar el estado y el espesor de la galvanización.

Nota: Las hincas de la estructura usada en

Uyuni solo tienen un espesor de 2,8 mm con un espesor de galvanizado de 55 μm promedio y 45 μm como mínimo. Las correas solo tienen un espesor de 1,5 mm con el mismo espesor de galvanización.

Si observamos la norma, vemos

estas clasificaciones de condiciones ambientales.

C1 Muy bajo – Interiores.

C2 Bajo – Áreas rurales con poca contaminación.

C3 Mediano – Áreas industriales y urbanas con poca polución (dióxido sulfúrico) o cerca del mar y baja salinidad.

C4 Alto – Áreas industriales y áreas costeras con normal salinidad.

C5 Muy alto – Áreas costeras con alta salinidad.

Pérdida de galvanizado en μm por año (en las diferentes condiciones ambientales)

C1 – Acero: < 1,3 μm . Zinc: < 0,1 μm .

C2 – Acero: 1,3 – 25 μm . Zinc: 0,1 – 0,7 μm .

C3 – Acero: 25 – 50 μm . Zinc: 0,7 – 2,1 μm .

C4 – Acero: 50 – 80 μm . Zinc: 2,1 – 4,2 μm .

C5 – Acero: 80 – 200 μm . Zinc: 4,2 – 8,4 μm .

Supongamos que la salinidad atmosférica en Uyuni está entre C4 y C5, llegamos a estas tasas de pérdida de corrosión luego de 25 años

C4 – luego de 25 años entre 52,5 y 105 m.

C5 – luego de 25 años entre 105 y 210 μm .

Nota: Las celdas de media tensión SIEMENS para

este proyecto (Uyuni)
son de clase C5.

Para evitar problemas

estructurales con elementos corroídos, un buen control en terreno es imperativo:

» Inspección visual por señales de corrosión.

» Medir la capa de galvanizado en diferentes partes de la estructura, especialmente en zonas donde ya se observan cambios de apariencia y zonas cerca del suelo y ligeramente debajo de la superficie del suelo.

Si se detecta corrosión o una capa de galvanización muy delgada, primero debemos tomar contacto con el fabricante para recibir alguna instrucción (por ejemplo, una galvanización en frío, es decir, pintar con zinc).

» Tipos de corrosión.

- Corrosión de arrastre “Creep corrosión”: Puede ocurrir en perfiles con espesores > 2 mm y cortes no galvanizados (la corrosión se origina debajo de la galvanización, subiendo el perfil y dañando la parte estructural).
- Corrosión superficial: En la zona donde empieza el suelo.
- Corrosión por erosión: Agua que cae desde partes superiores al perfil provocando corrosión.
- Mala calidad de la galvanización (especialmente en puntos de conexión).
- Corrosión por elementos de diferentes materiales, por ejemplo, hincas de acero en contacto con cable del sistema de puesta a tierra de cobre.



» Corrosión subterránea.

También hay que inspeccionar el estado de la galvanización subterránea. En caso que presente un estado de corrosión avanzado se puede hacer zapatas de hormigón o instalar un sistema de cathodic corrosion protection (véase en mantenimiento correctivo).

» Posibilidades de enfrentar la corrosión.

- Protección del material:
 - Galvanización.
 - Resina epoxi.
 - Acero inoxidable.
 - Hormigonar.
 - Catodic protection – véase en “Mantenimiento correctivo” – solo para partes subterráneas.

» Pernos.

Revisar si hay pernos faltantes o sueltos.



Fotografía N° 26. Pernos sueltos y/o no ajustados



Fotografía N° 27.
Ajustando pernos
con una llave
dinamométrica



Fotografía N° 28:
Señalizar el perno
y la parte fija

Observar si la señalización en el perno es visible y si está bien o mal realizada.

Si la señalización está desalineada, hay que ajustarlo nuevamente con una llave dinamométrica y poner una nueva señalización.



Fotografía N° 29.
Perno que debe
ser ajustado

Aún si todo parece estar en buen estado, es recomendable inspeccionar torques y los porcentajes representativos de todos los tipos de pernos instalados en la planta. Si se encuentran pernos con un par de apriete errado, hay que subir el porcentaje de ensayo para el respectivo tipo de perno.

» Fundamentos.

- Anclaje: Erosión alrededor.

» Perfiles.

- Torsión.
- Pandeo.
- Alineación.
- Inclinación.
- Conexiones.

» Puesta a tierra – cables de tierra, conexiones y corrosión.

» Estado de jumpers entre mesas.

» Estado de etiquetas.

» Fijación de módulos fotovoltaicos.



Fotografía N° 30. Perfil doblado



Fotografía N° 31. Grapas de módulos faltantes



Fotografía N° 32. Grapa de módulo suelto



Fotografía N° 33. Grapa de módulo suelto

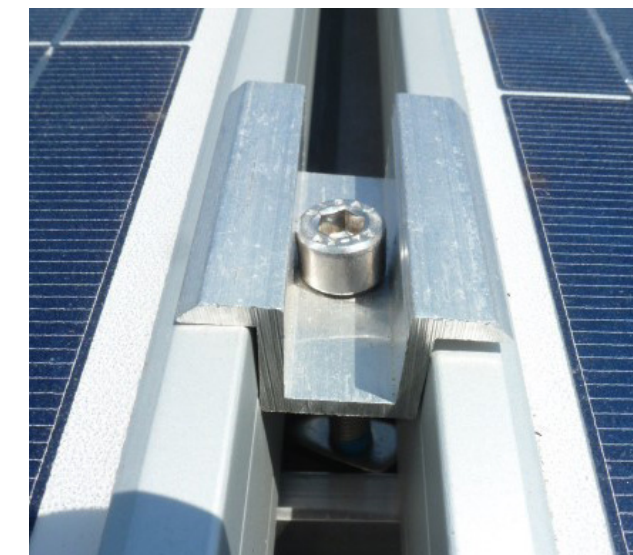


Foto 34: Grapa de módulo mal ajustada al lado derecho de la fotografía

En la próxima fotografía se ve una grapa de módulo plástica instalada en Oruro a casi 4.000 m sobre el nivel del mar, donde existe una fuerte irradiación UV. Se aconseja realizar un seguimiento de inspección en el caso de que se presentarán señales de degradación en los próximos años.

7.2.3 Cableado

Los cables tienen que ser retardantes al fuego y libre de halógenos. Esto se consigue añadiendo minerales inorgánicos, pero por otro lado, este material atrae la humedad al cuerpo del cable.

Para evitar daños por roedores, se puede añadir sustancias químicas que alejen a los animales. El problema es que solo alejan a ciertos animales (ejemplo ratones) y a otros no. La mejor solución sería una protección mecánica (malla de acero o aluminio).

Cables de puesta a tierra: Extremo cuidado si existe alta concentración de sulfatos en el suelo. Con el cobre, el cable puede producir sulfato de cobre (es tóxico y muy corrosivo para el cable y las conexiones).

Si se usa una pantalla del cable principal de CC, hay que verificar que sus terminales estén conectados.



Fotografía N° 35. Grapa de módulo plástica

Conductor principal debe tener un aislamiento y una lámina de aluminio. Si están puestos directamente en zanjas, necesitan una barrera contra humedad (una capa de metal).

Cables de comunicación convencionales (sin fibra óptica) deben estar colocados a una distancia mínima respecto a los cables de potencia (no solo de cableado CA sino también de cables CC, como estos nunca están limpios y emiten ciertas señales de interferencia).

El manual de ET Solar requiere: Los cables de los módulos deben estar a una distancia mínima de 2,5 cm uno del otro (no realizado en la planta).

- » Daño mecánico en el aislamiento (abrasión, etc.).



Fotografía N° 36. Cable sin protección contra bordes afilados



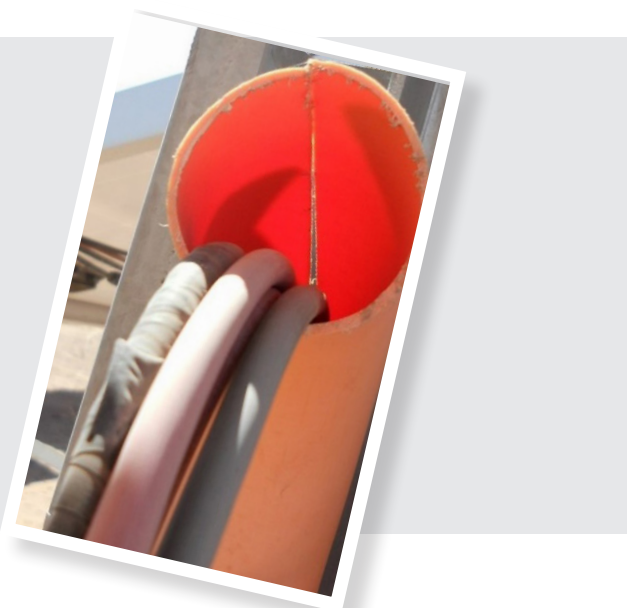
Fotografía N° 37. Cables que fueron apretados con excesiva fuerza

Bridas de sujeción que se aprieten con demasiada fuerza dañan el aislamiento de los cables.

- » Daño por radiación UV al aislamiento (decoloración, etc.).



Fotografía N° 39. Aislamiento de cables dañado por radiación UV



Fotografía N° 38. Cables sin protección contra bordes afilados y un cable reparado inadecuadamente

- » Radio de curva.



Fotografía N° 40. Radio de curva insuficiente para el cableado

Hay que proteger, contra animales, la entrada de tubos y ductos.

- » Tensión mecánica en cables.

La fuerza de tracción en el cable debe ser leve, especialmente el de los junction boxes. Si estos cables están bajo ciertas fuerzas, la conexión se va deteriorando hasta llevar a un arco eléctrico.

- » Dobladados.
- » Fijación de los cables.
- » Cables sueltos.
- » Estado de bridas / amarres plásticos:
 - Inspeccionar si su espesor es suficientemente grueso.
 - Observar si hay grietas ocasionadas por la poca humedad (las bridas requieren de un cierto porcentaje de humedad para no quebrarse).
 - Comprobar si son resistentes contra la radiación UV.

La resistencia contra la radiación UV de los precintos, depende del porcentaje de carbon black (Aditivo) en el mezclado del material. Normalmente con un mínimo de 2,5% de carbon black el cable aguanta unos 25 años, pero aún no hay información en zonas de alta radiación UV como en Oruro y Uyuni. Cuidado con cables de color (rojo y azul), ellos tienen menor resistencia a la radiación UV.



Fotografía N° 41. Cable con tensión



Fotografía N° 42. Inadecuada fijación de cables



Fotografía N° 43. Cables sueltos

7.2.4 Estado de etiquetas

Hay que revisar si las etiquetas (de cables, cajas, gabinetes, estaciones, etc.) estén:

- » Existentes.
- » En buen estado (no quebradas).
- » Legibles.



Fotografía N° 44. Ductos erróneamente sellados (falta una capa protectora resistente a la radiación UV para proteger a la espuma)

7.2.5 Ductos

Los cables son como pequeñas calefacciones. Siempre producen calor según la fórmula:

$$P = R \times I^2$$

P = Potencia.

R = Resistencia en Ohm.

I = Amperaje en Amperios.

Ejemplo: 20 cables string.

R = 0,0045 Ohm / m (por cable).

A = 9 Amperios (Impp).

P = $0,0045 \times 10,52 = 0,5$ Watt.

20 cables = 10 W (o una pérdida en un promedio de 600 Watt).

Si se colocan 40 cables en este tubo serían 1.200 Watt.

Por esto es muy importante calcular bien el número máximo de cables que se puedan colocar en los diferentes tubos.

Tipos y dimensiones de tubos.

- » Desde la estructura al suelo (cable string): Tubo resistente a UV de 50 mm².
- » Desde la estructura hasta la caja combinadora bajo tierra (cable string): Tubo HDPE de 63 mm².
- » Subiendo hasta la caja combinadora (cable string): tubo resistente a UV de 50 mm².
- » Desde la caja combinadora bajando al suelo (cableado CC principal): Tubo resistente a UV de 75 mm².
- » Desde la caja combinadora hasta el Inversor dentro de la zanja (cableado CC principal): Tubo HDPE de 90 mm².

El llenado.

El llenado debe ser:

- » Existente.
- » Sección del tubo completamente llenado.
- » Pintado con un color resistente a la radiación UV y no dañino al aislamiento del cable.
- » Fijación de ductos.



Fotografía N° 45. Ductos erróneamente sellados (falta una capa protectora resistente a la radiación UV para proteger a la espuma)

7.2.6 Prensaestopas

Los prensaestopas deben ser:

- » Completos para todas las pasantes.
- » No dañados o degradados (por radiación UV, etc.).
- » Bien fijado.
- » Paralelo a las pasantes.



Fotografía N° 46. Prensaestopa suelta



Fotografía N° 47. Prensaestopa mal fijado a la caja

7.2.7 Conectores de cables string (MC 4)

Revisar periódicamente todos los conectores, inspeccionar si:

- » Están bien confeccionados.
- » Están acomodados en un lugar seco, donde no exista acumulación de agua.
- » Macho y hembra son del mismo tipo y/o fabricante.
- » Si no existen señales de quemadura.

- Conectores de buena calidad tienen una resistencia de aproximadamente 25 mOhm, que llega a ser constante durante la vida útil de la planta.
- Conectores de mala calidad tienen una resistencia de unos 100 mOhm que pueden subir hasta 400 mOhm (o 0,4 Ohm) luego de 25 años de operación y así se suman las pérdidas eléctricas.



Fotografía N° 48. Conector quemado

- Cuando existe una instalación de mala calidad, el valor de la resistencia sube tanto que puede provocar que el conector se queme.
- Existen señales de degradación.

7.2.8 Bandejas

Revisar los siguientes puntos:

- » Corrosión.
- » Fijación.
- » Acoplamientos.
- » Pasadas de sobre nivel a subterráneo.
- » Puesta a tierra: Cables de tierra, conexiones y corrosión.

7.2.9 Caja combinadora o String combiner Box (SCB)

Hay 441 string combiner boxes en la planta solar fotovoltaica de Uyuni, 430 de ellos reúnen 16 strings y 11 de ellos reúnen 12 strings.

Los SCBs están montados en la parte trasera de la estructura (nivel 1) y en los inversores (nivel 2). Dentro de ellos se mide el amperaje, voltaje y la temperatura interna.

En adelante los puntos a revisar.

- » Fijación de la SCB.
- » Estado de la carcasa.

La carcasa de los SCB está hecha de poliéster reforzado con fibras de vidrio y tiene la protección IP 66. La ficha técnica dice: para montaje interior y en la intemperie, la carcasa ensayada según UL 746C – 25 es la Exposición a la luz ultravioleta. El fabricante declara que los resultados que fueron confirmados gracias a la experiencia, fue un tiempo de 20 años a la intemperie en climas moderados. También se aconseja aplicar una pintura de protección (protective coating) si la capa protectora de la carcasa se pierde.

Según la experiencia en plantas solares fotovoltaicas en Sudamérica, las superficies de las carcasas se empiezan a degradar luego de pocos años (vea fotografía más adelante) y lo más eficiente para protegerlas es aplicar una pintura adecuada.



Fotografía N° 49. Carcasa degradada por radiación UV



Fotografía N° 50. Carcasa degradada por radiación UV

- » Daños de la carcasa.
- » Cables internos.
- » Estanqueidad de la caja (estado de sellantes, etc.).
- » Suciedad dentro de la caja (polvo, humedad, agua acumulada, insectos, etc.).
- » Correcto funcionamiento del cierre.
- » Par de apriete de las conexiones eléctricas.



Fotografía N° 51. Parte inferior de la carcasa dañada (posiblemente por no cerrarla adecuadamente)

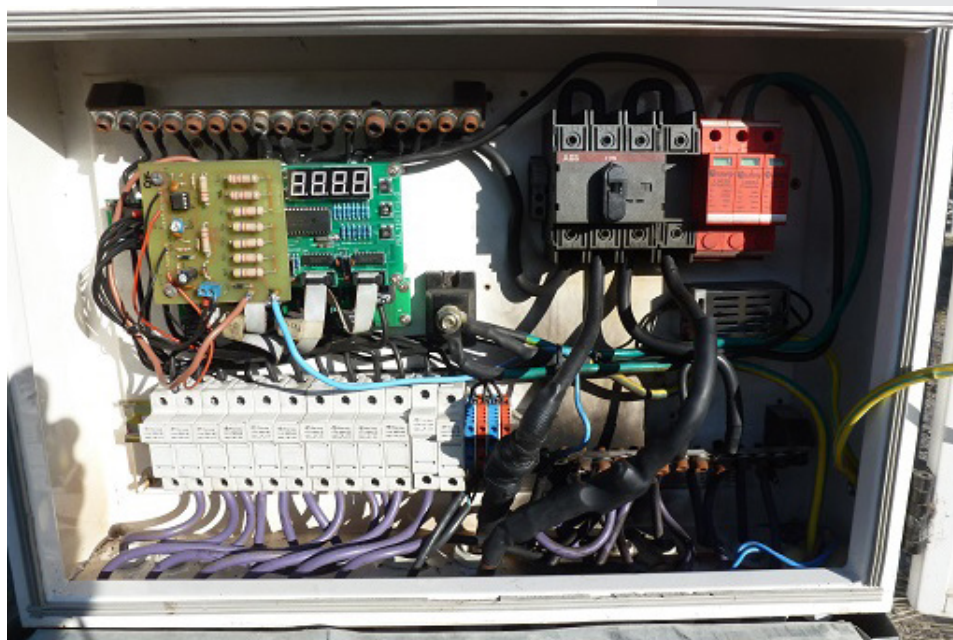


Fotografía N° 52. Carcasa cerrada inadecuadamente en la parte inferior



Fotografía N° 53. Faltan las marcas del par de apriete

- » Estado de las conexiones eléctricas.



Fotografía N° 54. Parte de la caja combinadora quemada.

- » Los límites de los cables 10 mm +/- 1 mm deben estar desnudos.
- » Estado de etiquetas.
- » Estado de la placa protectora.
- » Portafusibles.

Señales de quemaduras, decoloración o corrosión.

Estado de la placa protectora (de los portafusibles).



Fotografía N° 55. Placa protectora doblada

Revisar si hay señales de daños (como quemaduras) o degradación, los torques de las conexiones y de los portafusibles debe ser máximo 2,5 Nm y no debe tener un valor inferior notable.

Se debería usar, adicionalmente, una cámara IR para detectar fácilmente conexiones deficientes a través de hot spots.



Fotografía N° 56. Terminales de cables CC insertados inadecuadamente

» Fusibles.

Los fusibles se queman por una sobrecorriente, por esto se debe buscar la razón de la falla y hacer los arreglos correspondientes.

Lo primero es abrir el circuito con el desconectador de la caja combinadora. Luego se debe retirar el fusible quemado para revisar en los documentos de ingeniería las especificaciones de la caja combinadora si el tipo y las especificaciones del fusible usado eran los adecuados. Si no es el tipo adecuado, hay que cambiar todos los fusibles de las distintas cajas combinadoras que puedan contar con fusibles erróneos.

Antes de poner un nuevo fusible, en el portador de fusibles, se debe verificar que esté funcionando correctamente mediante la medición de continuidad.

Fusibles que son de 15 A tienen un factor de corrección de 0,9 por la altitud, es decir los fusibles solo están dimensionados para 13,5 A para esta altura (vea IEC 60269 parte 5).

» Soporte de cables.

» Aislamiento de cables.

» Seccionadores.

a. Voltaje = 1.500 Vcc.

Nota: con el factor de altura: $1.500 \text{ Vcc} \times 0,8 = 1.200 \text{ Vcc}$.

b. Amperaje = 315 A.

Nota: con factor de altura: $315 \text{ A} \times 0,8 = 268 \text{ A}$.

» Inspección de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).

c. Phoenix Contact Class II, T2.

d. Par de apriete: 3 Nm.

e. Longitud a desaislar: 16 mm.

f. Verificar si tiene un estado funcional (ventana verde, señales de degradación).

» Puesta a tierra.

Revisar cables de tierra, conexiones y corrosión.

» Verificar si la SCB contiene monitoreo por falla de aislamiento y si está funcionando correctamente.

7.2.10 Inversor

En la planta solar fotovoltaica de Uyuni se usan inversores Freesun FS3000CH15 – 38037 de Power Electronics, que tienen una potencia nominal de 2.860 kWn a 27 °C en 3.700 m.s.n.m.

Los inversores tienen un seguidor de Potencia Máxima (MPPT), la conversión de CC / CA hacen siete módulos conectados en configuración Maestro/Esclavo que van alternando.

Cableado

- » CC: polo positivo: rojo, polo negativo: negro.
- » CA: Fase 1: azul, Fase 2: negro, Fase 3: rojo, Neutro y tierra: blanco, Protección: amarillo o verde.

Los inversores cuentan con las siguientes protecciones

- » Protección de anti islanding.
- » Protección de sobre y/o baja tensión.
- » Protección de sobre y/o baja frecuencia.
 - Cuando la red vuelve a la operación normal referente a los puntos 1 - 3 el inversor automáticamente se enciende de nuevo.
- » Protección contra falla a tierra negativo aterrado: GFDI.
- » Control de Humedad: Calefacción activa.
- » Protección general de CA y desconexión: Disyuntor.
- » Protección general de CC y desconexión: DU (Disconnecting Unit) externa.
- » Protección CA del módulo y desconexión: Contactores CA y fusibles.
- » Protección del módulo CC: Fusibles.
- » Protección contra sobretensión: Protección CA y CC (tipo 1+2) – por ejemplo, de sobretensiones por rayos.

Puesta a tierra: Los polos negativos están conectados a tierra en la entrada al inversor con un interruptor de falla a tierra (GFDI).

Revisiones

- » Daños del contenedor.
- » Correcto funcionamiento del cierre.
- » Correcto funcionamiento de la pantalla (si existe).
- » Estanqueidad de la puerta (estado de sellantes, etc.).
- » Suciedad dentro de la caja (polvo, humedad, agua acumulada, insectos, etc.).
- » Decoloraciones (especialmente en conexiones eléctricas – pueden ser un indicador de temperaturas elevadas).
- » Quemaduras.



Fotografía N° 57. Parte inferior lleno de polvo



Fotografía N° 58. Fusibles llenos de polvo

- » Estado de los fusibles.
- » Estado de todas las demás protecciones (vea arriba).
- » Torque en pernos.
- » Estado de cables.
- » Par de apriete de las conexiones eléctricas.
- » Estado de las conexiones eléctricas - Se debería usar adicionalmente una cámara IR para detectar fácilmente conexiones deficientes a través de hot spots.
- » Estado de las placas protectoras.
- » Señales de quemaduras como decoloración en terminales.
- » Soporte de cables.
- » Aislamiento de cables.
- » Inspección de protecciones de sobrecorriente.
- » Revisar si las especificaciones son las requeridas (amperaje, etc.).
- » Fusibles y portafusibles: decoloración o corrosión.
- » Puesta a tierra: cables de tierra, conexiones y corrosión.
- » Estado de etiquetas.
- » También hay que revisar los demás requerimientos de la IEC 62446 como: diagramas unifilares y procedimientos de shut-down en un lugar accesible en los inversores.
- » Revisar si los condensadores de los lados CC y CA tienen señales de daños o sobrecalentamiento.
- » Inspeccionar la operabilidad de todos los componentes de seguridad (según indicaciones del fabricante).

7.2.11 Transformador

El transformador de MT eleva el voltaje de salida de 690 V a 24,9 kV.

Hay 3 circuitos de 7 transformadores cada uno.

Inspecciones de corrosión, de fugas de aceite y de equipos de control (presión, temperatura, etc.).



Fotografía N° 59. Interruptor lleno de polvo

7.2.12 Celdas de baja y media tensión

- » Daños del contenedor.
- » Funcionamiento del cierre.
- » Estanqueidad de la puerta (estado de sellantes, etc.).
- » Suciedad dentro de la caja (polvo, humedad, insectos, etc.).
- » Estado de conexiones eléctricas. Se debería usar adicionalmente una cámara IR para detectar fácilmente conexiones deficientes a través de hot spots.
- » Estado de las placas protectoras.
- » Señales de quemaduras como decoloración en terminales.
- » Soporte de cables.
- » Aislamiento de cables.
- » Puesta a tierra: cables de tierra, conexiones y corrosión.



7.2.13 Fundamentos

Inspeccionar el estado de fundamentos del concreto (inversores, celdas, transformadores) por ejemplo:

- » Grietas.
- » Partes quebradas.
- » Desnivelaciones por movimientos en el subsuelo.
- » Erosión al lado de los fundamentos.

7.2.14 Estaciones meteorológicas

Hay tres estaciones meteorológicas en terreno con las denominaciones: SN 1044, 1045 y 1046.

Entre otros hay que revisar estos puntos.

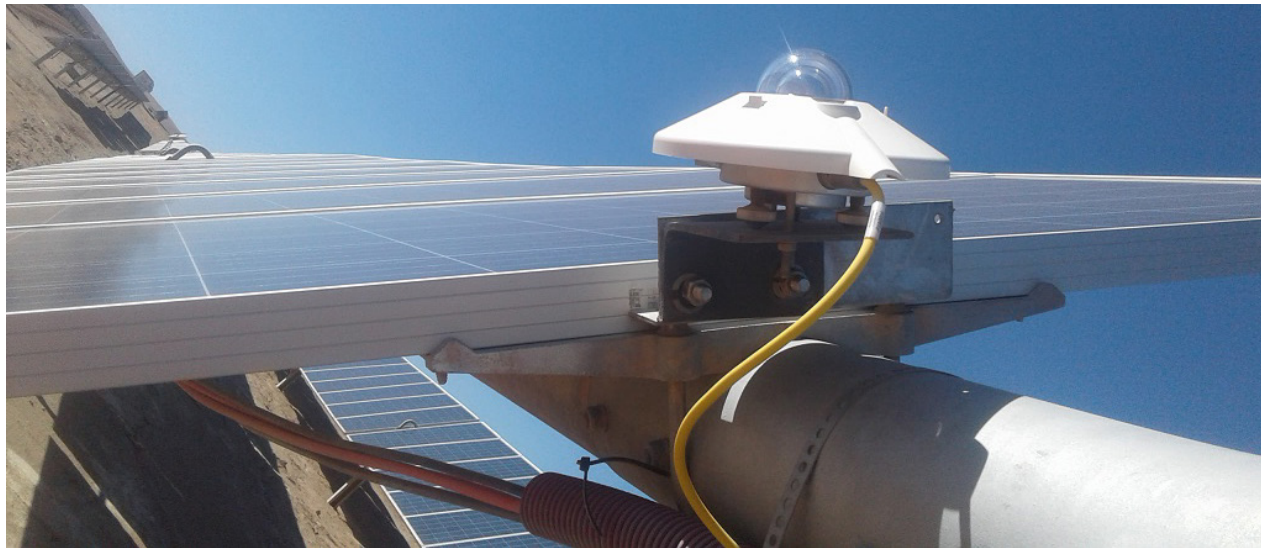
- » Azimut e inclinación de sensores de irradiación y de piranómetros.
- » Limpieza de sensores de irradiación y de piranómetros.
- » Fijación y ubicación de sensores de temperatura.
- » Ubicación de anemómetros.
- » Corrosión.
- » Estado de cables y conexiones.
- » Equipos de protección de sobretensiones, verificar si funcionan correctamente (ventana verde, señales de degradación).

Mantenimiento y reparación solo por personal aprobado por Geónica.

Piranómetro

- » Fecha de calibración.
- » Domo limpio.
- » Paralelismo del piranómetro con el POA (plane of array).
- » Desecante usable (no gastado).

- » Estado de etiquetas.
- » Desconectores:
 - Inspección y verificación de funcionamiento (cuidado, los desconectores en CC pueden dañarse si se opera varias veces, leer detalladamente las indicaciones del fabricante).
 - Revisar los contactores de 400 A y protecciones al lado CC, fusibles de 250 A.
 - Inspeccionar las 22 entradas por inversor.
 - Daños del contenedor.
 - Indicadores ópticos de presión, temperatura, etc.:
 - Función.
 - Estado.
 - Valores dentro del parámetro.
- » Protecciones:
 - Inspección a daños.
- » La celda de media tensión cuenta con manómetro de presión de gas SF6 con 3 colores (verde, gris y rojo) indican su estado. La aguja tiene que ser siempre en el área verde.



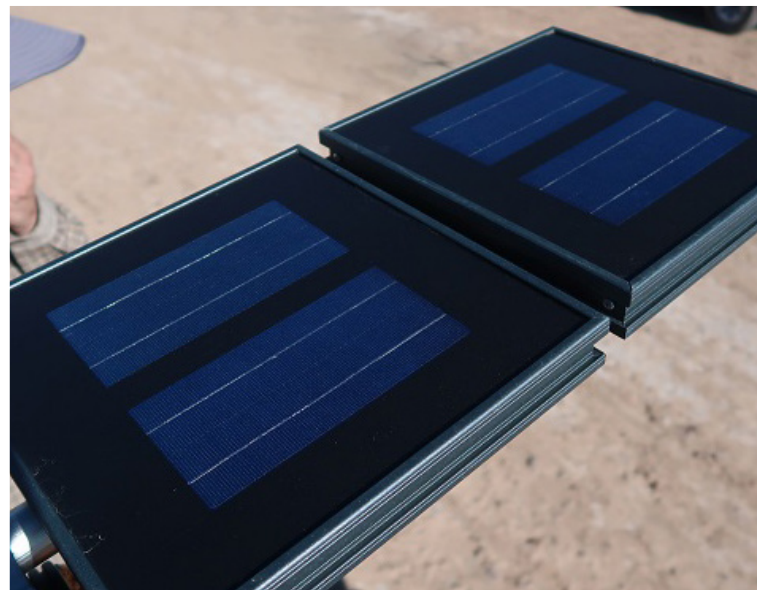
Fotografía N° 60. Piranómetro mal ubicado (no en paralelo) con los módulos



Fotografía N° 61. Secante del piranómetro vencido

Sensor de irradiación

- » Fecha de calibración.
- » Vidrio limpio.
- » Paralelismo del sensor con el POA.



Fotografía N° 62. Sensor de irradiación, se observa una soiling station con dos sensores

Sensor de temperatura del módulo.

- » Fecha de calibración.
- » Controlar si el sensor está correctamente instalado según IEC 61724:
 - Ubicación del sensor (aproximadamente en el centro del módulo y al centro de una celda).
 - Técnica de aplicación.



Fotografía N° 63. Sensor de temperatura, fijado en un lugar inadecuado



Fotografía N° 64. Sensor de temperatura fijado inadecuadamente

7.2.15 Cámaras de zanjas



Fotografía N° 65. Cámaras dañadas por tráfico en terreno

7.2.16 Vallado y sistema de CCTV

- » Daños.
- » Pernos sueltos.
- » Postes o mallas dañadas.
- » Señalización dañada (ejemplo, peligro eléctrico).
- » Corrosión de componentes.
- » Componentes faltantes (por ejemplo, tapa de los postes).
- » Soporte de cámaras.
- » Daños de cableado:
 - Ideal si hay cableado suelto dentro de las cajas, se debe proteger con un tubo espiral.
- » Tapas de cajas abiertas.
- » Puesta a tierra: cables de tierra, conexiones y corrosión.
- » Estado de etiquetas.
- » Inspeccionar si los sistemas contra intrusos funcionan.
- » Hormigón en tapas de cámaras quebrado.
- » Ingreso de agua a cámaras y zanjas.

Durante la inspección hay que arreglar las deficiencias encontradas. Si la magnitud del daño es alta, se deben analizar sus causas, arreglos y medidas a tomar para evitar que se repitan.



Fotografía N° 66. Cámara de hormigón dañada



Fotografía N° 67. Cámara del sistema CCTV con filtración de agua

7.2.17 Erosión

- » En terreno.
- » Alrededor de las hincas de estructuras.
- » Alrededor de los fundamentos de inversores, transformadores y celdas.
- » En caminos.
- » Etc.

7.2.18 Limpieza de equipos (polvo, etc.)

- » Exterior e interior.

7.2.19 Señales de plagas

- » Excrementos de ratones.
- » Huellas de predadores.
- » Nidos de aves.
- » Etc.

Luego de cerrar el checklist de inspecciones, hay que elaborar un reporte que incluya un listado con actividades a realizar.

Los reportes deben ser guardados en un lugar definido (tanto en físico como de forma virtual), para tener la información de tareas en proceso y las culminadas.

Cuando las tareas estén realizadas, se deben revisar los puntos abiertos del reporte.





ENSAYOS Y
MEDICIONES
TEMPORALES



8

ENSAYOS Y MEDICIONES TEMPORALES

Luego de haber hecho todas las inspecciones necesarias para comprobar que los sistemas están seguros, se debe aplicar LOTO (Lock out / Tag out), se puede empezar con los ensayos y mediciones descritos en adelante.

Los ensayos se hacen durante el comisionamiento de la planta solar fotovoltaica y luego durante las actividades de mantenimiento.

El equipo de operación de la planta solar fotovoltaica, con estos datos, puede identificar problemas en el sistema o en los componentes (inversores, strings, módulos, etc.) y así definir qué acciones debe tomar el equipo de mantenimiento.

Antes de empezar con las mediciones, las siguientes condiciones tienen que cumplirse:

Tiempo

- » Sin lluvia y condiciones secas.
- » Poco viento.
- » Pocas nubes y/o cielo despejado.
- » Irradiación solar:
 - Para termografía: Mínimo 400 W/m² (ideal serían mínimo 600 W/m²) en la planicie del módulo fotovoltaico.
 - Para la medición de curvas I-V: Mínimo 400 W/m² en la planicie del módulo fotovoltaico.
 - Para la medición de amperaje y voltaje de strings: Condiciones de irradiación homogéneos.

Conocimiento de los procedimientos y comunicación

- » Shut down.
- » LOTO.
- » Mediciones eléctricas: Cerrar el área de trabajo.
- » Buena comunicación con todo el personal de control de la planta (operadores en la sala de control) y el personal en terreno.

8.1 TERMOGRAFÍA

La termografía es una forma rápida y económica de detectar fallas eléctricas. Ofrece la gran ventaja de poder hacer las mediciones sin interrumpir la operación de la planta solar fotovoltaica y sin interferir en los sistemas, ofreciendo una manera segura de hacer inspecciones a los equipos y componentes. Una vez detectada las deficiencias eléctricas, se debe analizar más a detalle dichas anomalías (mediante otros tipos de ensayos y mediciones) y tomar las acciones adecuadas.

Un estudio de pérdidas por módulos deficientes en plantas de gran magnitud, en un total de varios GWp, mostró los siguientes porcentajes (disminución de generación de la planta solar fotovoltaica por deficiencias de módulos que son detectables con termografía):

- » En el 40 % de las plantas hay pérdidas de entre **0** y **0,5 %**.
- » En el 25% de las plantas son pérdidas de entre **0,5 %** y **1 %**.
- » En el 15 % de las plantas son pérdidas de entre **1 %** y **1,5 %**.
- » En el 6 % de las plantas son pérdidas de entre **1,5** y **2 %**.
- » En el 4 % de las plantas son pérdidas de más de **2 %**.

La termografía se puede usar para la inspección de los diferentes equipos y componentes eléctricos. Con fallas que generalmente causan un cambio del flujo de electricidad, provocan un cambio de temperatura en la zona afectada. De esta manera se puede inspeccionar:

- » Conexiones eléctricas (en cajas combinadoras, inversores, celdas, etc.).



Fotografía N° 68.
Termografía de una
caja combinadora



- » Cableado.
- » Módulos fotovoltaico (En este capítulo se hablará más a detalle sobre la inspección de módulos fotovoltaicos a través de la termografía).

La termografía sirve también para trouble shooting: si el sistema de monitoreo indica un problema en una cierta parte de la planta, la termografía es una muy buena primera medida para tener una perspectiva de lo sucedido.

Siempre y cuando los módulos demuestren elevadas temperaturas, este fenómeno va acompañado de la reducida generación eléctrica y/o algún tipo de falla (hay que mencionar que la termografía no detecta todas las fallas que causan pérdidas de producción).

Normalmente lo que se encuentran son celdas singulares o celdas en grupos o hasta strings completos que demuestran una elevada temperatura. El aumento de temperatura es causado, principalmente, por: celdas cortocircuitadas, celdas con soldaduras deficientes (flojas), celdas quebradas y sub strings completos en modo bypass.

Cuando las celdas demuestran una temperatura inferior que las celdas vecinas, es causado normalmente por la delaminación.

El efecto de la temperatura depende del tipo del defecto existente. Mientras que las microgrietas pueden elevar la temperatura a unos grados, las grietas pueden subirlo hasta 40 K. Una soldadura de los busbars por las celdas deficientes, causa un aumento de temperatura de unos 10 K, celdas cortocircuitadas unos 2 K.



Fallas que se pueden encontrar con termografía.

- » En general malas conexiones (por deficiencias durante la producción por daños mecánicos o por corrosión).
- » Hot spots (sombra, celdas con grietas, celdas con mala soldadura de los busbars, celdas con el flujo de electricidad en modo inverso).
- » Parte de una celda caliente (celda quebrada, interconexión entre celdas, soldadura de los busbars deficiente).
- » Celdas cerca al marco, elevan su temperatura (PID).
- » Un área es más caliente que su entorno.
- » Un substring es más caliente que el resto del módulo (diodo de bypass está activo y también con una temperatura elevada). Esto puede suceder a causa del daño de una celda (el diodo entonces prohíbe que la electricidad pase por la celda en dirección de reversa y se pone activa).
- » Diodo de bypass quemado (queda inhabilitado).
- » Junction boxes con temperaturas elevadas respecto de lo regular.
- » Notable ensuciamientos, generales y puntuales.
- » Un módulo con una elevada temperatura respecto a los demás (módulo no conectado con los otros).
- » Todo un string más caliente que otros strings:
 - El string no está conectado al sistema.
 - Algún conector entre módulos no funciona.
 - Fusible quemado.
- » Un grupo de strings con mayor temperatura respecto a otros grupos (falla del inversor).
- » Problemas con la polaridad del cableado.

En general, medir temperaturas absolutas no es de gran utilidad, ya que, durante el día varían considerablemente, lo importante al usar cámaras termográficas es identificar las diferencias de temperaturas (deltas de temperaturas en Kelvin).

Cuidado con los deltas de temperatura. Dentro de un mismo módulo pueden observarse hasta varios K de diferencia de temperatura entre el borde y el centro del módulo. También hay una pequeña diferencia de temperatura de una celda, dependiendo si se mide en su centro o a sus bordes. En el centro (del módulo o de la celda) la temperatura es mayor que en bordes,

porque en los bordes el calor se disipa mejor. En la misma planicie de módulos la diferencia puede aproximarse a unos 10 K, especialmente cuando hay viento, los módulos que están en interacción con el viento tienen menor temperatura. Estos deltas de temperatura no se deben que confundir con fallas de módulos o de celdas.

Analizando imágenes termográficas, hay que tener en cuenta que en el área de la junction box la temperatura es elevada.

Lo ideal sería tomar imágenes de módulos separados con la cámara IR con diferentes estados de operación (corriente de cortocircuito, voltaje circuito abierto, operación en el punto de máxima potencia) del lado delantero y posterior. De esta manera, se puede detectar la mayor cantidad de posibles fallas.

Las fallas dentro de un módulo o dentro de la planicie de los módulos, se detectan fácilmente debido a que el delta de temperatura es mayor que los fenómenos descritos anteriormente. Generalmente estas fallas no siguen un patrón (deltas de temperatura por viento o ubicación tienen un patrón).

Condiciones mínimas para la termografía

- » Irradiación: mínimo 400 W/m² (ideal serían mínimo 600 W/m2) en la planicie del módulo fotovoltaico.
- » Operación estable de la planta solar fotovoltaica.
- » Baja densidad de nubes (que provocan fuertes variaciones en la producción de energía eléctrica).
- » Baja velocidad del viento y temperatura ambiental (variaciones de temperatura < 5K).

Datos técnicos de una cámara IR típica.

- » Microbolómetro con una resolución de 320 x 240 o 640 x 480.
- » Rango spectral: Aproximadamente de 8 – 14 micro metros.
- » Exactitud: +/- 2% del valor medido.
- » Rango de medición: De -20°C a 120°C.
- » Apertura de la cámara: Aproximadamente de 20 a 50°.
- » Sensibilidad térmica: 0,1°C con una temperatura de 30°C.

La resolución aproximada de 2 a 4 cm por pixel (depende de la distancia que se capturan las fotografías).

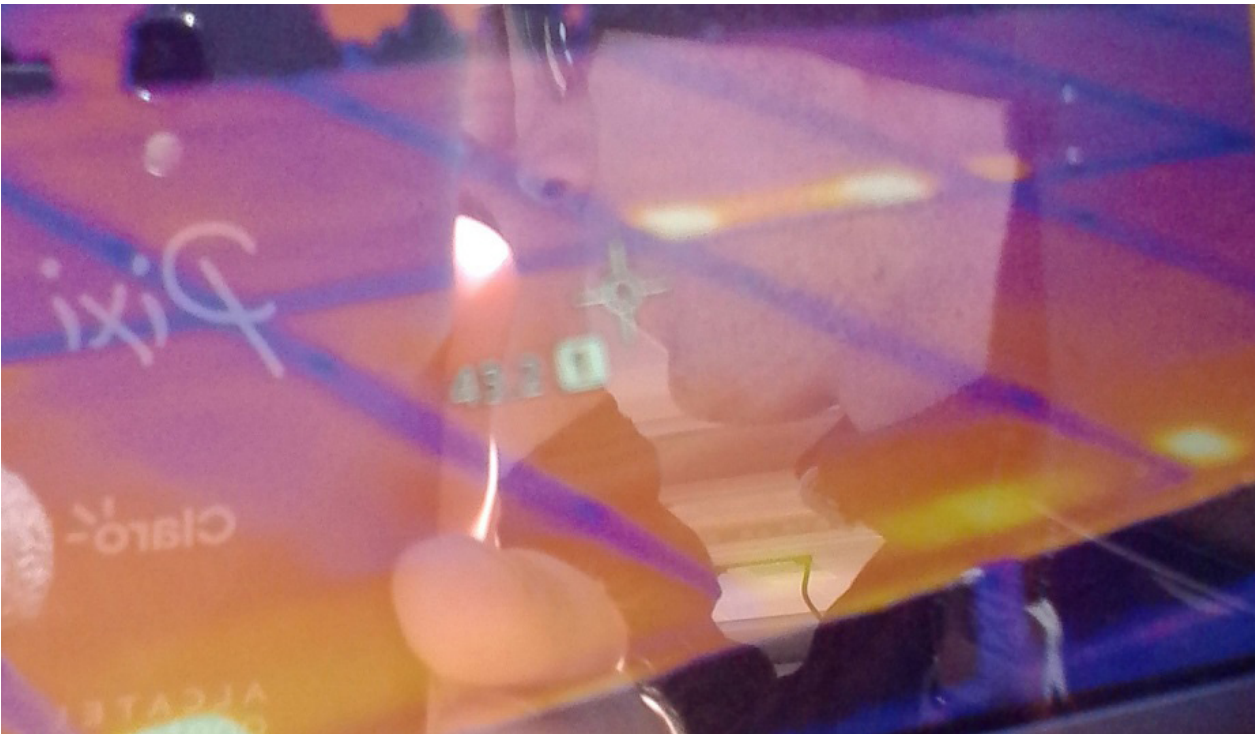
Antes de tomar fotografías se debe ajustar los valores de emisividad, para vidrio 0,85 y para el backsheet 0,95 (dependerá si se toman las fotografías en la parte delantera o posterior del módulo. En general las fotografías de la parte posterior resultan ser imágenes más detalladas y con menos ruido, porque tienen menos reflexión por el ambiente). Tomar fotografías del lado posterior toma más tiempo y no pueden ser realizadas con dron.

Los diferentes niveles de emisión y la reflexión del área, que se está inspeccionando con la cámara IR, pueden dar resultados erróneos, por este motivo, antes de tomar fotografías hay que observar las reflexiones de edificios, vegetación y sombras provocadas por las nubes.

Regularmente en imágenes termográficas también se observa:

- » Vigas de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- » Reflexiones de edificios, arboles, etc.
- » Sombras por edificios, arboles, nubes, etc.

Cuidado con depósitos de suciedad, estos tienen un alto grado de emisividad y pueden parecer hot spots. Hay que revisar si se ha causado hot spots o si la temperatura elevada en las imágenes termográficas es causada por elevada emisividad del área afectada por la suciedad.



Fotografía N° 69. Hot spots en las esquinas inferiores de módulos

Antes de empezar con las mediciones debemos asegurar que el sistema esté operando, esto se consigue fácilmente revisando el sistema de monitoreo. Si se requiere inspeccionar los inversores y todos sus strings en el campo cuando estén operando, se requiere verificar con cámaras termográficas. Luego hay que ajustar los colores de la pantalla de la cámara termográfica respecto a temperaturas a una escala fácilmente legible (hay que probar diferentes escalas para elegir el que de los resultados más eficientes). En general los colores de los módulos fotovoltaicos suelen ser rojo / naranja, a temperaturas elevadas amarillos y los hot spots más pronunciados blancos. Colores entre azul y negro demuestran áreas relativamente frías.



Junto a las capturas de imágenes IR, se tiene que registrar las ubicaciones (string, módulo, etc.), la hora y la fecha.

Para plantas de mayor magnitud es usual realizar termografía aérea, con dron o avión (en el último caso se consigue una resolución de hasta 0,1°C y unos 10 cm por pixel). Para ello, primero se mide el terreno por satélite y en estos planos AS BUILT, con sus respectivas cotas se superponen las imágenes termográficas. Idealmente, luego con apoyo de software especializado, se clasifican los errores (por ejemplo, si ciertos errores solo se observan en la parte inferior, justo al borde de la primera fila de módulos, puede ser que se trate de la vegetación proyectando sombras a los módulos). La clasificación automática es una gran ventaja para los sistemas manuales, interpretar estos datos dependerá de la persona que los esté revisando. Si se realiza termografía en toda la planta, se puede observar perfectamente si hay grouping, es decir, que en ciertos sectores se agrupen ciertas fallas. Los datos son digitales y son perfectamente compatibles con: el sistema SCADA, otros sistemas de monitoreo, la gestión del flujo de trabajo del mantenimiento de la planta solar fotovoltaica y la gestión de assets / de un portafolio de plantas.

Con sistemas automatizados, se puede examinar tendencias (por ejemplo, si ciertos números de serie coinciden con una tasa más elevada de fallas), puede dar pistas a asuntos de garantías.

Se puede seguir la evolución de errores:

- » Nuevos errores.
- » Errores que se mantienen.
- » Errores resueltos.

» Errores que cambiaron de categoría.

De los datos anteriores se pueden elaborar tendencias para predecir actividades de mantenimiento necesarios para futuras intervenciones.

También se puede comparar diferentes marcas, números de serie y plantas solares fotovoltaicas dentro de un portafolio de plantas, con estos datos se puede organizar las compras de componentes de repuesto y mejorar las decisiones para futuras compras.

Errores detectados con IR son proporcionales a la edad de la planta. Si en la misma planta se repite la inspección con termografía año por año se demuestra más puntos y/o áreas con anomalías respecto a la temperatura, es decir, más deficiencias. Por esto la termografía es un estudio perfecto para elaborar tendencias y con ellas afinar los planes de mantenimiento preventivo.

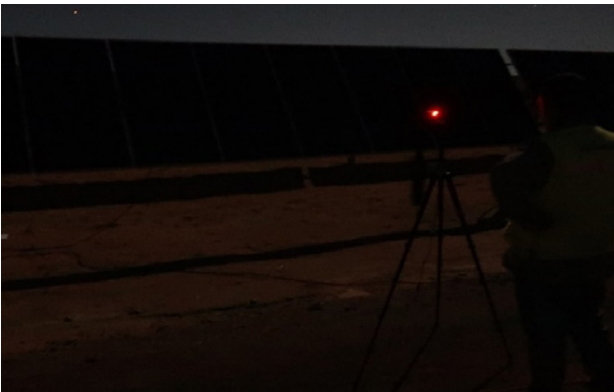
Es importante definir qué procedimiento realizar tras interpretar las imágenes obtenidas por la cámara.

Una vez identificados los errores, hay que marcar en terreno los módulos y strings afectados. Luego de las inspecciones, debemos continuar hasta identificar la causa de la anomalía. Esto, generalmente, se hace con inspección visual (algunas fallas por ejemplo, arcos eléctricos internos de módulos fotovoltaicos y corrosión de soldaduras pueden ser visibles claramente con el cambio de color de la lámina EVA) y con medición de la curva I-V.

Otra forma excelente para detectar causantes de problemas en strings, módulos y celdas fotovoltaicas es la electroluminiscencia, que tiene un precio elevado y es complicado de emplear.

8.2 ELECTROLUMINESCENCIA (EL)

La EL es una gran técnica para visualizar una amplia gama de deficiencias y daños dentro de las celdas de un módulo fotovoltaico.



Fotografía N° 70. Ensayos de EL (en terreno durante la noche)



Fotografía N° 71. Cámara para realizar EL

Tipos de fallas que se pueden encontrar:

- » Microgrietas.
- » Grietas.
- » Grietas con pérdida de producción.
- » Interrupciones de dedos (gridfingers).
- » Interrupciones de dedos empezando por el busbar (mala soldadura).
- » Corrosión causada por humedad.
- » Zona más oscura en el centro (heterogeneidades durante el proceso de producción del ingot).
- » Busbars que se vean robustos, indican que la resistencia shunt es muy baja.
- » Patrones.
 - PID: Celdas oscuras en un borde.
 - Varias celdas con grietas iguales.
 - Un gran X por todo el módulo: Fuerzas mecánicas.
 - Dos filas verticales oscuras dentro de un módulo fotovoltaico: Falla de un diodo.

Para hacer esta visualización, se inyecta corriente a un módulo fotovoltaico y este empieza a emitir radiación con una longitud de ondas de unos 1150 nm (la dicha electroluminiscencia).



Fotografía N° 72. Módulo con microgrietas

Con una cámara CCD se toma las fotografías en un entorno oscuro porque la emisión de luz infrarroja es débil en comparación de la luz durante el día.

Hay que usar un sensor con una resolución mínima de 3324 x 2504 pixeles, para poder detectar detalles en la celda fotovoltaica.

Para reducir el ruido en la fotografía, se puede tomar una segunda fotografía sin aplicación de corriente y comparar esta fotografía de la otra, el delta es la pura EL.

Problemas con las imágenes de los módulos policristalinos: No solo las grietas en las celdas se ven como líneas oscuras, sino también los defectos de los cristales.

Cómo saber si lo visto es una grieta o no:

- » Una grieta es uniforme (color).
- » No es una grieta, si el mismo patrón se ve en varias celdas.
- » Si la intensidad de brillo cambia claramente antes y/o después de una línea es una grieta.

Trabajando con el amperaje Isc del módulo, se produce un muy buen contraste pero hace imposible ver otros detalles.

En el caso contrario (por ejemplo, solo aplicar 20% del amperaje nominal) permite ver el estado de la celda con mucho más detalle (pero los patrones generales se ven con menos precisión).

Parámetros para definir el grado de detalle / grado de patrones en general:

- » Amperaje aplicado al módulo.
- » Tiempo de exposición.

Ejemplos en la práctica

- » Se hicieron ensayos de EL en distintas plantas solares fotovoltaicas a la mitad de su vida útil (luego de unos 12 a 16 años), 50% de los módulos ya tenían una o más celdas con grietas (microgrietas o grietas) y un 20% de los módulos presentaban pérdidas mayores a las previstas según la garantía del módulo (Garantía de rendimiento).

Daños por granizo

Según estadísticas en Oruro y Uyuni hay una probabilidad de 6 eventos de granizo durante los próximos 25 años (generalmente esto es la vida útil de una planta solar fotovoltaica).

Ejemplo: Luego de un evento de granizo, 5% de los módulos presentan vidrios quebrados, pero el 100% de los módulos pueden tener microgrietas causadas

por el granizo. Supongamos que en este caso el 25 % de los módulos fotovoltaicos han sufrido microgrietas durante el evento de granizo.

Tomando la planta solar fotovoltaica de Uyuni con unos 60 MWp y 300.000 módulos de 330 Wp cada uno:

- » % de los módulos serían 15.000 módulos.
- » 25 % de los módulos serían 75.000 módulos.
- » Un módulo fotovoltaico cuesta unos: 0,25 USD / Wp x 330 Wp = 82,5 USD.

Daño a reportar al seguro

- » Si solo se observa, los módulos dañados llegan a 15.000 módulos fotovoltaicos x 82,5 USD = **1,24 millones de USD.**
- » Si hago ensayos de EL encuentro que 75.000 módulos fotovoltaicos están dañados y llego a **6,19 millones de USD.**

Nota: Hasta hace unos 15 años las celdas de los módulos eran más gruesas (espesor de hasta 0,4 mm). Hoy en día las celdas tienen un espesor de unos 0,16 – 0,2 mm. Por esto, es probable que los módulos modernos estén aún más susceptible por microgrietas / grietas luego de unos años en operación. Al mismo tiempo, nuevas tecnologías (como celdas half cut) disminuyen el riesgo de microgrietas.

Las microgrietas, en muchas ocasiones, no significan una reducción de producción. Con los años y las condiciones climáticas que cambian permanentemente (frío / caliente, viento, vibraciones, etc.), pueden ocasionar que las microgrietas se desarrollen en grietas. Las grietas (que hacen partes de las celdas inactivas) causan una reducción de producción.

Como los módulos modernos no tienen 2 busbars como hace unos años atrás, sino 5 o más busbars, la pérdida por grietas se reduce considerablemente, porque los electrones tienen más posibilidades de llegar a un busbar cercano.

Por el elevado costo de la EL, generalmente, primero se revisa si el sistema fotovoltaico con termografía (con dron) y luego se inspecciona las áreas detectadas con posibles daños de celadas con EL. Esto en general aplica entre 1 % a 5 % del total de los módulos (en pocos casos hasta un 10 %).

8.3 UV FLUORESCENCIA

La UV fluorescencia detecta microgrietas y grietas.

Ventajas (referente EL)

- » No hay que desconectar los módulos o strings.
- » Rápida.
- » Económica.

Desventajas (referente EL)

- » Solo se observa a grandes rasgos si hay microgrietas o grietas (no se puede decir que tamaño tienen, que tan ramificado son, etc.).
- » Solo se observa las microgrietas, aproximadamente, después de un año de

producirse (por ejemplo, no sirve la UV fluorescencia para revisar si un evento de granizo dañó los módulos luego de tal evento).

- » UV Fluorescencia solo sirve con módulos con backsheets, porque el oxígeno tiene que migrar por las láminas pasando por las celdas y llegando a la lámina de EVA, donde provoca un cambio químico (donde hay microgrietas en las celdas) y esto se ve con la UV fluorescencia. No sirve para los módulos que tienen un vidrio delante y otro en la parte posterior.

Por su uso práctico, todo equipo de O&M debería contar con un sistema de UVF, que pueda ser portátil o montado en un dron.

8.4 CURVA I-V

Cada celda, módulo o string fotovoltaico tiene su propia curva característica de voltaje VS corriente. Esta curva varía con el nivel de irradiación y temperatura.

Los extremos de la curva I-V son la corriente cortocircuitada (Isc) al extremo izquierdo y el voltaje circuito abierto (Voc) al extremo derecho.

Se puede medir la curva I-V de módulos, strings o de subsistemas completos. Generalmente se mide la curva I-V de strings o en módulos.

La ventaja referente a la medición con un multímetro (apto para corriente continua – pv-testers), es que no solo tiene los valores principales (Isc, Voc, Pmmp y FF, que son parámetros de calidad del módulo), sino también, la curva completa con todas informaciones de errores. Se mide curvas I-V cambiando una

resistencia en los circuitos de módulos o de strings entre Isc y Voc.

El amperaje y el correspondiente voltaje se miden a cada cambio de resistencia, con los correspondientes valores de irradiación y temperatura.

Para obtener datos de irradiación adecuados para los cálculos, se deben usar celdas de propiedades similares a las celdas de los módulos fotovoltaicos que están bajo prueba (por ejemplo, una celda del sensor monocristalino corresponde a celdas monocristalinos del módulo). La celda de referencia (o el piranómetro) tiene que ser calibrado (fecha no vencida) por un laboratorio acreditado.

- » La temperatura del módulo se mide con un sensor de temperatura Pt 1000 o con un medidor de temperatura portátil.

- » Las mediciones se deben hacer bajo condiciones climáticas homogéneas (temperatura e irradiación) y viento reducido.
- » Los resultados se deben convertir a STC.

Según la forma de la curva, se puede obtener resultados de deficiencias y daños en módulos fotovoltaicos y en strings.

La exactitud de los resultados es aproximadamente 5 % de error, tomando en cuenta todas las incertidumbres de medición de la irradiación, sensores de temperatura y los sensores para los parámetros eléctricos.

Se puede medir los datos básicos como corriente circuito cerrado, voltaje en circuito abierto, punto de máxima potencia (los resultados se pueden usar por ejemplo, para asuntos de garantía), fill factor (Valores típicos bajo STC para módulos monocristalinos: FF = 0,8 – 0,85) y todos los puntos entre los extremos. A parte de esto se puede detectar errores como:

- » Nivel de corriente demasiado bajo.
 - El valor de la corriente de cortocircuito es menor que las condiciones de irradiación y temperatura. Las razones pueden ser:
 - Corrosión del vidrio yellowing o browning de la lámina EVA (menor cantidad de luz puede pasar a la celda).

- Delaminación (lámina EVA de las celdas).
- » Un doblez en la curva I-V a su principio.
 - Baja resistencia shunt (corrientes desviadas por las celdas y/o malas interconexiones).

- » Un doblez en la curva I-V a su final.
 - Alta resistencia en serie dentro del módulo fotovoltaico (por ejemplo, por el aumento de la resistencia de interconexiones ya sea entre: busbars – busbars, busbars – celdas, conexiones dentro de la junction box, mismatch entre celdas).

- » Valor Voc bajo.

El valor medido de Voc es menor que el valor referencial medido en condiciones de irradiación y temperatura estándar. Las razones pueden ser:

- Sin conexiones entre celdas.
- Diodo dañado.
- LID (light induced degradation).
- PID (potential induced degradation).
- » Escalones en una curva I-V.
 - Diodo dañado.
 - Celdas dañadas (ejemplo, grietas).
 - Missmatch entre celdas o módulos.

Análisis de los resultados

Primero se calcula una curva I-V ideal bajo las condiciones de irradiación, temperatura y las especificaciones de los módulos como: orientación, inclinación, número de módulos y longitud de cables.

Luego de las mediciones, se compara la curva ideal con la curva real y se hace los análisis correspondientes.

Comparando problemas detectados con mediciones de curvas I-V durante el tiempo se puede elaborar tendencias y con ellas ajustar planes de mantenimiento preventivo.

Las pérdidas por degradación de componentes del módulo varían demasiado. Mientras que

la delaminación, degradación de la capa antireflectiva, degradación del mismo vidrio y Light induced degradation pueden causar pérdidas de hasta un 4% (cada uno de ellos) otros errores y daños (como grietas de celdas y cortes de conexiones entre celdas por razones mecánicas o corrosión) pueden causar pérdidas de mayor magnitud.

Una inspección anual del 10% de los módulos en una planta solar fotovoltaica de 100 MWp, significa trabajo de aproximadamente un mes para un equipo de mediciones de curva I-V en terreno. Luego, la interpretación de las curvas tomará aproximadamente 1 mes para un operador (dependiendo de cuantas curvas presentan anomalías).

La ventaja de la medición de las curvas I-V da vital información sobre fallas en módulos y strings. Las desventajas comparadas con la termografía son:

- » Toma bastante tiempo.
- » Costos elevados.
- » Riesgo para el personal: arcos eléctricos, choques eléctricos y quemaduras.
- » Si se realizan los ensayos varias veces, los conectores sufren daños y pueden causar

quemaduras, esto luego de un par de mediciones en el mismo lugar.

Por el elevado costo, las mediciones de curvas de I-V generalmente se observa primero con termografía (con dron) y luego se inspecciona las áreas detectadas con posibles daños en celdas. Esto, en general, aplica entre el 1 % y 5 % del total de los módulos (en pocos casos hasta un 10 %).

8.5 PERFORMANCE RATIO (PR)

En plantas de gran magnitud es usual medir el PR permanentemente, a través de los equipos instalados en la planta y realizar una medición con equipos móviles una vez al año.

Equipos móviles necesarios para la medición de datos climáticos en terreno son:

- » Piranómetro montado en POA.
- » Sensor de temperatura instalado según IEC 61724-1.

A parte de esto, hay que tener los datos del medidor instalado en la planta (al principio y al final de las mediciones climáticas).

Las mediciones toman generalmente entre 3 y 15 días (según especificado en el contrato EPC y O&M). En estos contratos debe ser definido qué tipo de PR se usa y como hacer los cálculos (vea capítulo “KPIs”).

8.6 ENSAYOS ELÉCTRICOS EN PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Se usan los mismos estándares de control de calidad, funcionamiento y seguridad que en otros sistemas eléctricos, además de estándares adicionales elaborados para sistemas fotovoltaicos. Un punto importante es que siempre hay que tratar los circuitos de corriente continua como los circuitos de corriente alterna.

Los ensayos más comunes en plantas solares fotovoltaicas son:

- » Continuidad (para cables de potencia y sistemas de tierras).
- » Resistencia (para sistemas de tierras, cables y conexiones).
- » Aislamiento (para conductores y conexiones).
- » Polaridad (para strings en circuitos de corriente continua).
- » Voltaje V_{oc} (voltaje en un circuito abierto).
- » Amperaje I_{pmp} (amperaje en el punto de máxima potencia, medido durante la operación del sistema fotovoltaico) y Amperaje I_{sc} (amperaje con circuito cerrado).

Hay que usar equipos de medición adecuados para cada tipo de ensayo.

Primero debemos revisar todos los requerimientos de los diferentes fabricantes de equipos referentes a inspecciones y mediciones que exigen (en especial para conservar las garantías).

Consideraciones de seguridad

- » Los ensayos se deben hacer en condiciones secas.
- » Hay que aplicar los procedimientos referentes a LOTO y cerrar el área con advertencias de que ensayos en alta tensión están en proceso.
- » Cuidado: Circuitos normalmente no energizados pueden ser energizados en caso de existencias de fallas.
- » Cuidado: Desconectando circuitos de CC no asegura que estén desenergizados (como los módulos siempre están con tensión cuando tenemos presencia del sol).
- » Como en todos los ensayos eléctricos, se requiere de un mínimo de dos personas para realizar el trabajo (uno para apoyar al otro en caso de un accidente).

Más información al respecto – vea el capítulo “Seguridad y salud ocupacional”.

8.6.1 Continuidad

Antes de conectar cables a la string combiner box o al inversor, hay que inspeccionar la continuidad y documentarla en un checklist (fase de instalación).

Para sistemas de puesta a tierra, hay que comprobar la continuidad de los cables periódicamente. Todas las partes metálicas que no conducen electricidad deben ser aterrizados. Esto se aplica bajo cualquier situación (si se cambia una parte de la estructura y por esto la continuidad de la puesta a tierra es interrumpida, habrá que realizar una conexión hasta la nueva instalación).

Hay que medir la continuidad entre las partes metálicas del equipo y la tierra en cada inversor, desconector, string combiner box, estructura, vallado, etc.

8.6.2 Inspección de la puesta a tierra de cajas y equipos

Hay que realizar mediciones de resistencia de puesta a tierra de los diferentes sistemas, esto de manera periódica (si es posible en temporadas secas) para ver qué tan buena es la conductividad de corrientes de fugas a tierra.



8.6.3 Pruebas de aislamiento de cables con instrumentos estándar

Durante el comisionamiento de una planta solar fotovoltaica se realiza estos ensayos para asegurar que durante la instalación no se dañaron cables (es decir, daños de aislamiento los cuales provocan corrientes de fuga) y conexiones (por una deficiente instalación o por daños). En caso de encontrar cables y/o conectores dañados, se tienen que reemplazar lo antes posible.

El documento de comisionamiento (con datos de aislamiento en cada cable) debe ser guardado en la planta solar fotovoltaica. De esta manera, el equipo O&M puede comparar las mediciones actuales con datos históricos y controlar si existen señales de degradación del aislamiento en los cables.

En la fase de O&M de una planta solar fotovoltaica se puede repetir las pruebas cada 2 - 5 años, en casos de errores en los subsistemas se hacen ensayos extensos para poder identificar sus causas.

Un equipo tipo Megger aplica una tensión (en general 1.000 V) y mide la corriente para observar si existen daños en el aislamiento.

Hoy en día hay equipos que se pueden aplicar en strings de módulos. En general, los módulos deben soportar el voltaje aplicado, de cualquier manera, debemos pedir al fabricante de los módulos un permiso al respecto para no invalidar la garantía. Sería importante incluir los strings en las mediciones porque es allí donde **el mayor número de fallas a tierra ocurre**. Hay que revisar si y/o donde las protecciones de sobrevoltaje y puestas a tierra están instalados y desconectarlos ya que los diferentes circuitos deben ser separados, uno del otro, antes de empezar con las mediciones.

Para detectar problemas en protecciones de sobretensión, se puede usar equipos especiales con menor voltaje. En este caso hay que revisar si las protecciones tienen filtros para compensar la capacitancia de los strings.

Se mide la resistencia entre circuitos y la tierra con alto voltaje (generalmente con 1.000V).

La IEC 62.446 define dos métodos

Método 1: Ensayo entre el polo negativo del circuito y tierra, luego un ensayo entre el polo positivo del circuito y tierra.

Método 2: Ensayo entre tierra y el circuito cortocircuitado.

Los ensayos detectan fallas en módulos, cables y conectores o su respectiva degradación con el tiempo.

Los daños pueden darse por transporte, almacenaje, instalación inadecuada y/o por roedores masticando los cables.

En los sistemas fotovoltaicos que tienen unos cuantos años en operación o sistemas que registren fallas a tierra, es necesario portar los EPPs correspondientes (guantes aislantes, etc.).

Trouble shooting en caso de fallas a tierra

Condiciones para realizar las inspecciones correspondientes:

- » Buena irradiación para tener suficiente tensión en el sistema (mínimo unos 500 W / m²).
- » Idealmente realizarlo después de lluvias, con los paneles húmedos (mayor corriente de falla).

Cuidado, como ya se detectó una falla a tierra debido a componentes o circuitos normalmente no energizados, pueden estar energizados. Siempre hay que estudiar a detalle los diagramas unifilares y planos de cableado, antes de empezar con las investigaciones.

Actividades

- » Inspeccionar los fusibles:
 - Retirar el fusible que está integrado en el conductor aterrizado.
 - Verificar la continuidad de este fusible.
 - Revisar el tipo y la especificación del fusible.
- » Inspeccionar conductor por conductor (de las cajas combinadoras), con un voltaje referente a tierra hasta encontrar el conductor y/o los conductores que presenten la falla.
- » Si no se encuentra la falla de esta manera, debemos inspeccionar conductor por conductor con un instrumento de medición de aislamiento (tipo Megger). Una vez encontrados los conductores dañados, hay que medir el voltaje del conductor aterrizado a tierra y el voltaje del conductor no aterrizado a tierra:
 - Si el voltaje es aproximadamente Voc del string, la falla debería estar al final del conductor aterrizado.
 - Si el voltaje tiene otro valor, la falla debería estar en un string o un módulo. Dependiendo del valor de voltaje medido, se puede determinar dónde está la falla a tierra.

8.6.4 Polaridad

Antes de conectar los cables a la caja combinadora al inversor, hay que revisar la polaridad correcta y registrarla en un checklist. Este trabajo tiene que ser hecho en la fase de instalación de la planta solar fotovoltaica y ser minuciosamente documentado, los errores con polaridad son una fuente común de fallas eléctricas de sistemas CC.

La polaridad también se puede verificar durante mediciones de voltaje y durante trouble shooting.

8.6.5 Medición de voltaje (Voc – circuito abierto)

Condiciones para hacer las mediciones:

- » Irradiación mínima de 600 W / m2 para obtener resultados aceptables.
- » Pocas nubes y/o poca variación en la irradiación.
- » Viento estable y a baja velocidad.
- » Ambiente seco.
- » Idealmente se mide en paralelo la irradiación y la temperatura, posteriormente se calculan los valores de voltaje a STC (Standard Test Conditions).

Primero hay que desconectar el inversor, es decir desenergizarlo, luego se desconecta el interruptor de la caja combinadora y se procede a retirar los fusibles. Precaución, los strings se encuentran energizados. Dependiendo del sistema de 1.000 V o 1.500 V. Hay que tener en cuenta que en caso de fallas, los circuitos que deberían ser desenergizados pueden ser energizados, por esta razón hay que actuar con la mayor precaución posible.

Ahora, se inspecciona la caja combinadora en búsqueda de señales de degradación o errores (degradación en la cubierta de la caja, sellos dañados, cables dañados, contactos deteriorados, componentes quemados o decolorados, suciedad o humedad dentro de la caja).

Se mide la buena conductividad de la caja / tapa o busbar de embarramiento a tierra. La medición se realiza con una pinza, si existen corrientes a tierra. En este caso no se procede con la medición de voltaje pero se mantiene la búsqueda de la causa de la falla de tierra.

Si todo se encuentra en orden, procedemos a medir los voltajes de cada string. Se mide en el busbar de la caja combinadora el voltaje Voc (voltaje circuito abierto) de cada string. En paralelo se mide y registra la temperatura de los módulos fotovoltaicos y la irradiación. Los voltajes de los strings deberían ser similares. Si se detecta diferencias de más de 5% (bajo condiciones similares – o calculados a condiciones STC) hay que investigar la causa de la diferencia en los strings afectados (error de números de módulos conectados, daños de módulos o diodos, etc.).



Llenar un listado con todos los datos obtenidos (error en puesta a tierra sí o no, voltajes de cada string, polaridades correctas de cada string sí o no). Revisar los planos AS-BUILT y realizar ajustes en caso de ser necesario.

Luego de los ensayos hay que insertar los fusibles, cerrar los interruptores y remover los cierres y las medidas preventivas de LOTO.

8.6.6 Medición de corriente

Antes de las mediciones, se debería inspeccionar el torque de pernos de las conexiones (con sistemas desenergizados).

Condiciones para los ensayos

- » Irradiación fuerte y estable.
- » Ambiente seco.
- » Viento estable y a baja velocidad.

Se debe verificar que el interruptor de la caja combinadora esté abierto, después de realizar la verificación, comprobar que el interruptor este cerrado para que el sistema siga operando.

Las mediciones de la corriente en cada string, deben ser acompañados por mediciones de irradiación y temperatura, posteriormente se podrá calcular los valores de voltaje a STC (standard test conditions).

Luego de las mediciones, se cierran las cajas combinadoras como corresponde y se remueven las señalizaciones para tener a personas no autorizadas fuera del área.

Se compara los resultados de I_{pmp} de cada string con los demás. Si se detecta un string con un amperaje considerablemente menor ($> 5\%$) hay que buscar la causa.

Mediciones en cortocircuito

Se desconecta el inversor, el desconectador del string combiner box y cualquier equipo de protección de sobrecorrientes.

Luego, con un equipo certificado, realizamos la medición de la corriente de cortocircuito entre los

polos de cada string. Si el resultado de un y/o o varios strings difiere $> 5\%$ del promedio de los strings (o del valor calculado), hay que investigar más a detalle los strings afectados.

8.6.7 Descubrir y medir la reducida producción

Una de las tareas más importantes de O&M es descubrir subsistemas (inversores, cajas combinadoras, strings, módulos) de reducida producción.

¿Cómo descubrir la reducida producción?

- » Alerta del sistema de monitoreo.
- » Comparación con otros equipos de la planta (por ejemplo, comparar un inversor con otro).
- » Comparación de la planta solar fotovoltaica con otras.
- » Resultados de mediciones de producción, voltaje, amperaje, comparar con mediciones anteriores (convertido a condiciones STC).
- » Resultados de mediciones de PR, comparar con mediciones anteriores.
- » Resultados de inspecciones de una empresa consultora.

¿Cómo encontrar la causa de una reducida producción?

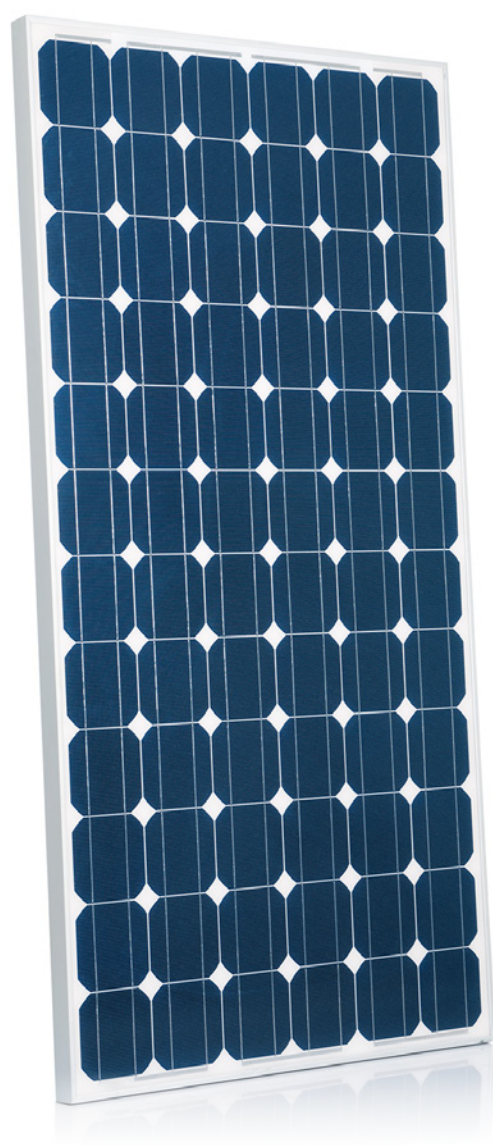
- » Revisar el sistema de monitoreo para identificar inversores o cajas combinadoras con generación reducida.
- » Revisar los errores registrados en el inversor.
- » Usar termografía.
- » Inspeccionar todos los fusibles en:
 - Cajas combinadoras.
 - Inversores.
- » Revisar el ensuciamiento en módulos y sombras por edificios, vegetación y árboles.

Comprobar si la generación reducida es real o solo una falsa alarma

- » Revisar si los diferentes medidores usados indican valores similares, es decir, si están funcionando eficientemente (calibrados correctamente).
- » Realizar mediciones de curvas I-V de strings y de módulos sospechosos (por ejemplo, en strings con baja producción o módulos identificados con deficiencias con la cámara IR).
- » Controlar los sensores de las estaciones meteorológicas y de irradiación en el campo.

El monitoreo de una planta solar fotovoltaica es responsabilidad del equipo de operadores que trabajan en un lugar físico denominado centro de control, estos operadores deben trabajar bajo una modalidad de turnos rotativos que puedan cubrir las 24 horas del día y los siete días de la semana, incluyendo días festivos.

El monitoreo se realiza con uno o más operadores, cuya responsabilidad es supervisar el funcionamiento eléctrico de una planta solar fotovoltaica a través de un software SCADA, que será proyectado en pantallas instaladas en un centro de control. El operador debe reconocer cualquier anomalía que sufra la planta en un tiempo determinado, este tiempo está definido como "tiempos de respuesta garantizados" en el contrato de O&M.



A large, bold, yellow number '9' is positioned in the upper right corner of the image. It is partially overlaid by the text 'MONITOREO: EQUIPOS DE MEDICIÓN INSTALADOS EN LA PLANTA'.

MONITOREO:
EQUIPOS DE
MEDICIÓN
INSTALADOS
EN LA PLANTA





MONITOREO: EQUIPOS DE MEDICIÓN INSTALADOS EN LA PLANTA

EL MONITOREO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA GENERALMENTE INCLUYE EL MONITOREO DE LAS CÁMARAS PERIMETRALES O DEL CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN.

Mientras más alta es la calidad de datos que se obtiene de los sistemas de monitoreo, mejor serán los análisis. Si los análisis mejoran, también lo harán las decisiones que se puedan tomar para operar la planta solar fotovoltaica lo más eficiente y rentable posible.

Datos precisos y adecuados se obtiene con sensores de alta calidad. A parte de instalar equipos adecuados, también hay que introducir estándares de mantenimiento y control de calidad de los sensores y la transmisión de datos.



Generalmente los datos son registrados cada 15 minutos (hasta una resolución de 1 minuto es posible). Normalmente los sensores están midiendo, por ejemplo, con una frecuencia de 1 Hz (1 medición por segundo) y el data logger está realizando promedios y mandando los datos al centro de control y/o web portal cada 1 min, 5 min o 15 minutos.

En un sistema complejo y con muchos componentes (cada una de ellos tiene su tiempo de respuesta) no es coherente elegir un intervalo de menos de 1 minuto, ya que no todos los datos serían entregados.

9.1 MEDICIÓN DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL Y DE IRRADIACIÓN EN EL PLANO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (POA – “PLANE OF ARRAY”)

La irradiación se mide a través de piranómetros o celdas de referencia.

La incertidumbre de medición de un piranómetro es de aproximadamente 2 % para valores diarios y 3 % para valores por hora (depende de la latitud, de la temporada del año y el intervalo de medición).

La exactitud de la medición depende de la:

- » Calibración del instrumento.
- » Alineación del instrumento (perfectamente horizontal o en el POA).
- » Limpieza del instrumento.
- » Sombras (no debe presentarse ningún tipo de sombra).
- » Correcta comunicación con el sistema de monitoreo.



Fotografía N° 73. Piranómetro en POA, piranómetro horizontal y sensor de temperatura ambiental



Fotografía N° 74. Piranómetro y dos sensores de irradiación en POA



Fotografía N° 75. Sensor de irradiación horizontal en POA

En plantas de mayor magnitud, se usan varios piranómetros y sensores para la medición de la irradiación (vea IEC 61724). Los piranómetros tienen una imprecisión de $\pm 2,5\%$ y sensores de irradiación a base de celdas de silicio una imprecisión de $\pm 5\%$.

Si hay más de un instrumento de medición de irradiación instalado, hay que definir claramente que instrumento se emplea y cuál es su posición en la planta.

Datos de irradiación con satélites

Son datos estimados a base de mediciones con satélites, que son procesados por modelos matemáticos para obtener valores en W / m2 en la parte horizontal de la superficie en terreno.

La imprecisión es alrededor del 10 %, depende de la cuadrícula de mediciones del satélite y de la región de la planta solar fotovoltaica.

Ventajas: No depende de la condición de instrumentos de medición en terreno.

Desventaja: Menor precisión.

9.2 SENSOR DE TEMPERATURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO



Fotografía N° 76. Sensor de temperatura con termopar

Generalmente los sensores de temperatura se instalan al backsheet de un módulo fotovoltaico, tienen una imprecisión aproximada de $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

El pegamento tiene que ser de un material con buena transmisión térmica y el sensor tiene que ser colocado y posicionado al backsheet, según indicado por la IEC 61724 (en el centro de una celda, aproximadamente en el centro del módulo, en el centro del array, no en el último módulo fotovoltaico -> más viento a los bordes de arrays -> menor temperatura).

En plantas de mayor magnitud, hay que instalar varios sensores de temperatura de módulos (vea IEC 61724 al respecto).

Nota: La temperatura dentro de un módulo puede variar hasta unos 3 grados Celcius (correctamente Kelvin) y dentro de una planicie de módulos hasta unos 10 grados Celcius, esto debido a convección y vientos que enfrían, especialmente, los bordes de módulos y arrays.

9.3 ANEMÓMETRO



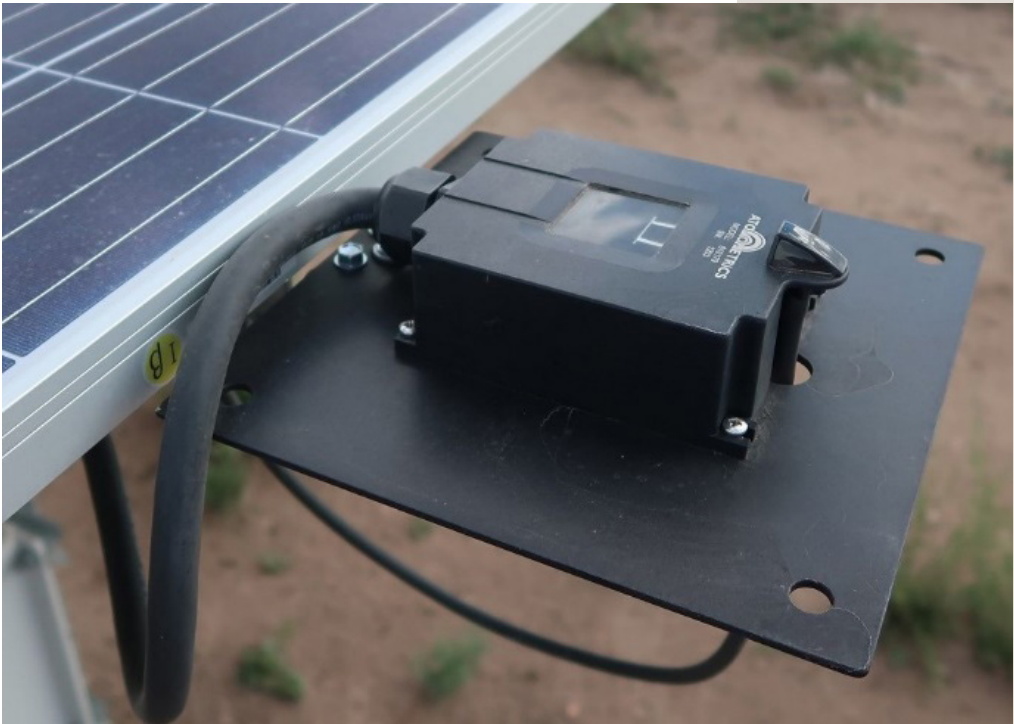
Fotografía N° 77. Sensor de velocidad y sensor de dirección del viento

Fotografía N° 78. Mala ubicación del anemómetro

9.4 SOILING STATION



Fotografía N° 79 Soiling station automático con tanque de agua debajo de los módulos y sensor de ensuciamiento a la derecha del POA



Fotografía N° 80. Sensor de ensuciamiento de la soiling station



Fotografía N° 81. Soiling station

9.5 MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN

Se debe medir la producción de energía y potencia.

En varios puntos de la planta se miden parámetros de producción.

Medidor en el punto de conexión con la red.

Inversor.

Caja de combinación.

Medición de corriente

- » Entrada al inversor de las cajas combinadoras: Current Transformers (CTs) dentro del inversor están midiéndola. IEC 61869 Class 1 CT incertidumbre de medición es de 1 %.
- » Monitoreo de la corriente de strings dentro de las cajas combinadoras (opcional).

Mediciones dentro del inversor incluyen:

- » Producción (MWh), medidores internos de los inversores generalmente tienen una incertidumbre de medición de $\pm 5\%$ (inversores hasta 100 kW).
- » Potencia (MW), potencia pico (MWp) y potencia reactiva (kVAR).
- » Energía (MWh).
- » Alarmas.
- » Parámetros definidos.
- » Corriente y voltaje en la entrada CC.
- » Temperatura interna.
- » Etc.

Medidor de energía

- » Generalmente en el punto de interconexión está instalado un medidor de alta exactitud de máximo $\pm 0,2\%$ de error (para facturación, cálculo del PR, etc.).
- » A parte de la producción, el medidor debería entregar información sobre la calidad de energía y potencia.

10

DEGRADACIÓN DE
MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS



10

DEGRADACIÓN DE
MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

Si observamos la degradación de un módulo fotovoltaico, los podemos clasificar en 3 fases:

1. Fase inicial: Las fallas típicas son:

- » Light induced degradation (LID): Pérdida entre 0,5 y 5% (en la práctica alrededor del 2%) de la potencia del módulo. La EN 50380 exige que esta degradación ya esté incluida en la ficha técnica del módulo (así los resultados de los flash tests debe ser alrededor del 2%, por encima de la potencia nominal).
- » Rotura del vidrio.
- » Marcos sueltos.
- » Contactos deficientes en los junction boxes.

2. Fase de edad media: Las fallas típicas son:

- » Potential induced degradation (PID).
- » Daños en los diodos.
- » Corrosión y rotura de la conexión entre celdas (busbars).
- » Yellowing.
- » Grietas en celdas.
- » Delaminación.
- » Degradación de la capa anti reflejante del vidrio.

3. Fase de desgaste: Las fallas típicas son:

- » Corrosión en celdas.
- » Corrosión de conexiones entre celdas (hasta quemaduras a lo largo de los busbars).
- » Grietas en celdas.
- » Delaminación.
- » Yellowing de la lámina EVA.

Atención: La IEC 61215 (norma de calidad de módulos fotovoltaicos) está enfocada en fallas de la fase inicial.

Pronósticos de degradación a largo plazo

Hay que tener en cuenta que los ensayos de la IEC 61215 están, principalmente, referidos al comportamiento de un módulo fotovoltaico a corto plazo (los primeros años de operación) y en climas moderados. En general, la IEC 61215 no está elaborada para realizar pronósticos de fenómenos de degradación a largo plazo.

Ejemplos:

- » La IEC solo toma en consideración algunas combinaciones de factores de degradación. En la realidad, existe una variedad de combinaciones.
- » Solo se hacen 200 ciclos térmicos, pero en la realidad hay miles de ciclos (de cualquier manera, los ciclos reales no van a extremos de temperaturas como lo pide la norma).

Existen ensayos dentro de la IEC 61215 que sirven para tener una idea del comportamiento a largo plazo, el dicho Thermal cycle test, el Damp heat test y el Humidity freeze test. Son ensayos donde normalmente se presentan la mayor tasa de fallas durante los ensayos según IEC 61215.

Thermal cycle test: La IEC 61215 por tener su enfoque en el corto plazo, solo pide un ensayo de 200 ciclos térmicos, mientras que 500 u 800 ciclos (para climas extremos) pueden dar informaciones importantes sobre el comportamiento de un módulo fotovoltaico (puntos de soldaduras, roturas de busbars y la generación de puntos calientes) en regiones cálidas. Si se quiere instalar módulos fotovoltaicos en ambientes muy calurosos (por ejemplo, Arabia llega hasta 50°C durante el día) lo ideal sería aplicar 1.000 ciclos en el ensayo, en distintos casos 1.000 ciclos sería, definitivamente, mayor estrés, incluso más de lo que sufre un módulo fotovoltaico durante su vida útil.

Damp heat test: La IEC 61215 exige 1.000 horas en la cámara climática (que está expuesta a 85°C con una humedad relativa de 85%) y generalmente los módulos fotovoltaicos lo pasan fácilmente, sin un mayor grado de degradación. Haciendo el mismo ensayo, pero esta vez durante 2.000 horas, algunos módulos ya demuestran claras señales de degradación (por ejemplo, corrosión de busbars) y

subiendo el tiempo en la cámara climática a 3.000 horas, un componente importante de los módulos ya no cumple con las tasas de degradación declaradas en las garantías. Por lo tanto, si se instala módulos fotovoltaicos en una zona tropical con calor y humedad (por ejemplo, en las provincias de Beni y Pando) es muy recomendable hacer los ensayos damp – heat durante 2.000 o aún mejor 3.000 horas.

Por esta razón hay ensayos adicionales, para tener una mejor compresión sobre el comportamiento de un módulo fotovoltaico a largo plazo. Se está evaluando que fuerzas y factores de estrés habrá que aplicar a un módulo fotovoltaico para tener datos útiles y por otro lado, para no forzar al módulo durante su vida útil, bajo las condiciones dadas en ciertos sitios, por ejemplo, Oruro y Uyuni.

Qué factores determinan la vida útil de un módulo fotovoltaico.

- » Calidad de los componentes del módulo fotovoltaico (Bill of material o “BOM”).
- » Calidad de producción del módulo fotovoltaico:
 - Silicio.
 - Ingot.
 - Celda.
 - Lámina.
- » Sistemas de control de calidad, durante la producción.
- » Embalaje:
 - Posición de módulos (horizontal o vertical), protección de las esquinas.
- » Transporte:
 - Estudios descubrieron que al llegar a terreno hasta 5% de los módulos fotovoltaicos presentan daños (por vibraciones, golpes o palets que se han caído).
- » Descarga:
 - Problemas frecuentes: Palets caídos, golpes, daños por el montacargas.
 - Instalación:

- Problemas frecuentes: Caminar sobre los módulos, usar herramientas de forma inadecuada, rayaduras del backsheets o dañar los cables de los junction boxes.

» Mantenimiento:

- Limpieza con agua de la llave o agua desmineralizada.
- Uso de cepillos suaves o duros.

» Condiciones climáticas:

- Vientos.
- Humedad.
- Terremotos.
- Calor.
- Radiación UV:
 - En desiertos, el nivel de radiación UV es aproximadamente el doble que en climas moderados (en zonas altas como Oruro y Uyuni es mayor).
 - En zonas tropicales, el nivel de radiación UV es aproximadamente 30% mayor que en climas moderados.
 - No olvidar el albedo. También el backsheet se degrada a mayor velocidad con niveles elevados de irradiación UV.
- Granizo:
 - Rotura de vidrio.
 - Producción de microgrietas.
- En muchos sistemas, el calor y la humedad son factores predominantes.

Vida útil de una planta solar fotovoltaica

Cuál es la definición de la vida útil de un módulo fotovoltaico:

- » Tiempo hasta que empiezan riesgos referente la seguridad eléctrica.
- » Tiempo hasta que la producción este por debajo del 70% del valor inicial.

Hay plantas solares fotovoltaicas que están en operación por 40 años.

Tasa de degradación por año de diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos (ejemplos de diferentes proveedores):

- » Silicio monocristalino: 0.55 – 0,6 %.
- » Silicio monocristalino PERC bifacial: 0,45 – 0,5 %.
- » Silicio policristalino: 0.65 – 0,75 %.
- » Cadmium telluride (CdTe): 0.50 – 0,6 %.
- » Copper indium gallium diselenide (CIGS): 0.9 %.

Los tipos de degradación se explican a continuación:

10.1 LIGHT-INDUCED CELL DEGRADATION (LID)



Degradación por exposición inicial de las celdas fotovoltaicas.

La pérdida de potencia varía entre 1 – 5% (depende de la tecnología de la celda y de la temperatura). En general es 2% con 25°C donde el efecto es menor, en climas muy calientes (Arabia, etc.) el LID puede subir hasta 10% de degradación.

LID sucede los primeros días de exposición al sol (dura aproximadamente una semana, cuanto más soleado más rápido).

10.2 LIGHT AND TEMPERATURE INDUCED DEGRADATION (LETID)

LETID solo aparece en módulos con celdas de tecnología PERC. Luego de varios años de degradación (hasta 3 – 8 % en total) empieza la regeneración automática. Esta regeneración dura varios años, alcanzando niveles de potencia de unos 98,5 a 99 % del valor inicial (sin contar la degradación normal).

Los procesos (degeneración y regeneración) son bastante acelerados con MONO PERC que con POLY PERC y son más rápidos con altas temperaturas (cada 10°C de temperatura adicional, se duplica la velocidad).

Otras influencias son:

- » Impurezas metálicas: Con más impurezas habrá mayor degradación por LETID.
- » Contenido de hidrógeno: Hay que encontrar un punto medio (alto contenido de hidrógeno -> efecto LETID aumenta, bajo contenido de hidrógeno -> efecto LID aumenta).
- » Espesor de la celda: Con menor espesor de la celda, disminuye el efecto LETID.

Hay fabricantes que indican que sus celdas se encuentran estabilizadas luego del proceso de producción.

La IEC está preparando un ajuste para incluir el fenómeno LETID, será la IEC 61215 MQT 23.

10.3 DELAMINACIÓN

La delaminación se refiere a pérdida de adherencia de las láminas dentro de un módulo fotovoltaico y ocurre cuando los materiales de las láminas no han sido elegidos correctamente o el proceso de laminación fue deficiente (nivel de temperatura inadecuado, tiempo reducido en el proceso de laminación o falta de vacío).

Dentro de la lámina EVA, la sustancia que mejora la adherencia entre lámina, celda y vidrio, y las sustancias (peróxidos) para la interconexión de la misma lámina son las dos sustancias más susceptibles a degradación. Como el punto más débil de las láminas es la cohesión entre lámina EVA y celda, generalmente es allí donde empieza la delaminación.

Las altas temperaturas y rayos UV provocan la desconexión de las láminas, así que el otro punto de delaminación es entre vidrio y lámina EVA.



Fotografía N° 82. Ejemplo de gridfingers

La delaminación encima de la celda, causa pérdidas de transparencia y por ende pérdida de producción hasta un 5 %.

Existen distintos tipos de ensayos para verificar la calidad de la adherencia de las láminas dentro de un módulo fotovoltaico (por ejemplo, extracción según Soxhlet y el peel test). Todos estos ensayos son destructivos, es decir, que el módulo no puede ser usado después de los ensayos.

10.4 BAJA ADHERENCIA DEL BACKSHEET

El backsheet, de un módulo fotovoltaico, protege a la lámina (celdas fotovoltaicas entre dos láminas de EVA) tanto de influencias atmosféricas como contra descargas eléctricas.

Para proteger contra las influencias atmosféricas, están elaborados con polímeros químicos que contienen flúor (una sustancia altamente resistente a influencias atmosféricas), como por ejemplo, TEDLAR.

El backsheet tiene que sujetarse adecuadamente a la lámina. En caso de un proceso de producción deficiente (mala adherencia del backsheet a la lámina EVA o gases residuales del proceso de soldadura de los busbars), partes del backsheet pueden desprenderse de la lámina formando burbujas.

Si aparecen burbujas al lado trasero del módulo (por el backsheet), al principio se presenta solo como un problema estético. Al pasar el tiempo, la humedad se filtrará en los espacios vacíos, provocando el aumento de tamaño de las burbujas.

La elevada humedad acelera el proceso de corrosión en las conexiones de celdas (busbars), que en un estado deteriorado pueden producir quemaduras.

Las mismas burbujas como no conducen adecuadamente la temperatura, se convierten en áreas de temperaturas elevadas, reduciendo la eficiencia de las celdas.

Puede ocurrir problemas con la seguridad del personal, cuando las burbujas llegan a la junction box o al borde del módulo. Así, la lluvia y humedad (por ejemplo, la condensación por bajas temperaturas en las mañanas) pueden filtrarse fácilmente a la lámina,

La delaminación, es un fenómeno que se presenta a mediana edad de un módulo fotovoltaico. Suele empezar después de los 10 años de operación y luego de unos 25 años su presencia es notable. Existen casos en que la delaminación ocurre a temprana edad del módulo (por mala calidad del módulo fotovoltaico, granizo, vandalismo, etc.).



Fotografía N° 83. Delaminación del backsheet – formación de burbujas

con la posibilidad de producir corrientes de fuga y fallas a tierra. Burbujas que lleguen a la junction box pueden provocar que se suelte y que las conexiones internas del módulo estén bajo esfuerzos de tracción, provocando arcos eléctricos dentro del módulo fotovoltaico.

Con el peel test, se puede comprobar si el backsheet se adhiere correctamente a la lámina.

10.5 DECOLORACIÓN DE LA LÁMINA EVA (YELLOWING)

La lámina EVA (etileno vinil acetato) cubre de ambos lados a las celdas de módulos cristalinos. Durante la laminación, la lámina se adhiere fuertemente con las celdas y les brinda protección mecánica.

La lámina contiene distintos aditivos, como: estabilizantes contra radiación UV y altas temperaturas o absorbentes de radiación UV. Si la composición de estos aditivos no es adecuada, el decoloramiento puede producirse.

Factores que favorecen a un decoloramiento acelerado son: Altas temperaturas, un alto nivel de radiación UV y la humedad que se filtra en el espacio entre celdas y lámina EVA en caso de que exista delaminación.

La decoloración de láminas EVA no solo reduce la incidencia de luz solar a las celdas, sino también, el decoloramiento (amarillo / marón) provoca el aumento de temperatura en las celdas. Ambos efectos reducen la producción eléctrica de las celdas (en casos extremos hasta un 5 %).

A mayor temperatura y radiación UV, mayor será el Yellowing que se produce. En zonas con temperaturas elevadas, la lámina EVA se degrada 6 veces más rápido que en zonas templadas.

Normalmente el Yellowing empieza luego de 20 años de operación, en lugares con alta radiación UV (Oruro y Uyuni) puede empezar mucho antes.

10.6 DEGRADACIÓN DEL BACKSHEET

A mayor temperatura, la degradación es más acelerada en el backsheet, en zonas calientes hasta 3 veces más rápido que en zonas con climas templados.

En zonas tropicales (temperatura y humedad) el backsheet se degrada 2 veces más rápido que en zonas templadas.

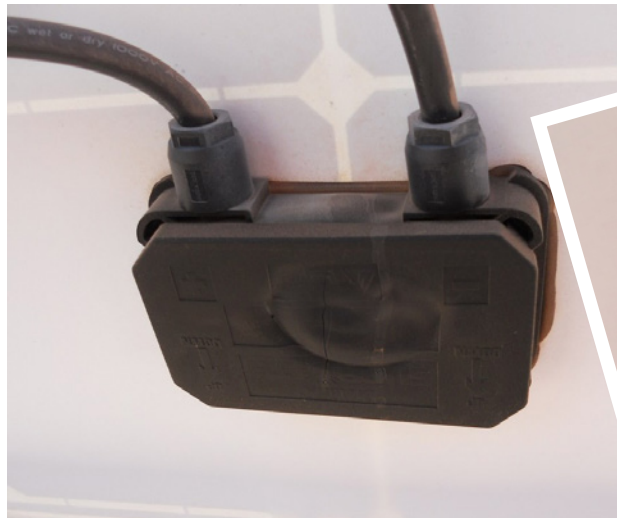
Fallas en backsheets.

- » 50 % de todas las fallas, se producen por grietas en la lámina (cracking).
- » 40 % de todas las fallas, corresponden al yellowing.
- » 10% de todas las fallas, corresponde a la delaminación.

Las grietas y la delaminación presentan potenciales riesgos eléctricos.



10.7 FALLAS DE LA JUNCTION BOX



Fotografía N° 84. Partes de la junction box (por ejemplo, un diodo) quemadas

La junction box conecta los substrings de un módulo con los cables de salida del módulo. También contiene los diodos de by-pass, en general existen tres unidades para los tres substrings en un módulo fotovoltaico.

Errores encontrados en los junction boxes

- » Deficiente adherencia de la junction box a la lámina, con el tiempo se desprenderá.
- » Tapas de los junction boxes sueltas.
- » Corrosión de las conexiones.
- » Errores del cableado (no todos los cables están conectados correctamente, puntos calientes, partes del cableado que tocan otros segmentos del circuito provocan cortocircuitos, etc.).
- » Adhesivo de la junction box a la lámina discontinuo.

Seguridad del personal: Si la junction box se desprende de la lámina y sus conexiones están bajo esfuerzo de tracción (se incrementa con humedad presente), las conexiones se pueden corroer y/o romperse provocando arcos eléctricos.



Fotografía N° 85. Desprendimiento de la tapa

Diodo by-pass

Módulos fotovoltaicos estándar, tienen 3 substrings internos que están protegidos por un diodo cada uno de ellos. En caso de ensuciamiento o sombras, los diodos se activan protegiendo a las celdas de sobrecalentamiento (hot spots) por corrientes inversas que pueden superar los límites con los que fueron diseñados.

El tipo de diodo que se emplea se llama Schottky. Los diodos Schottky son sensibles a la temperatura y pueden quemarse, de esta manera pierden su función de proteger las celdas de los substrings. Por esto, hay que revisar los módulos fotovoltaicos periódicamente con cámara termográfica, para verificar si existen daños en los diodos.

Cuando existen problemas en los substrings y diodos, la temperatura del diodo sube considerablemente. Por un cierto tiempo el diodo soporta la temperatura, pero luego se quema.

10.8 DAÑOS AL MARCO DEL MÓDULO

Los daños en el marco son inusuales. Si ocurren, usualmente se producen durante la descarga y/o transporte en terreno de los palets de módulos fotovoltaicos, por altas velocidades de viento o gran peso excesivo de nieve, en ocasiones también por vandalismo, accidentes con vehículos o rayos en las plantas solares fotovoltaicas.



Fotografía N° 87. Daños de marcos de módulos por inadecuada manipulación de palets

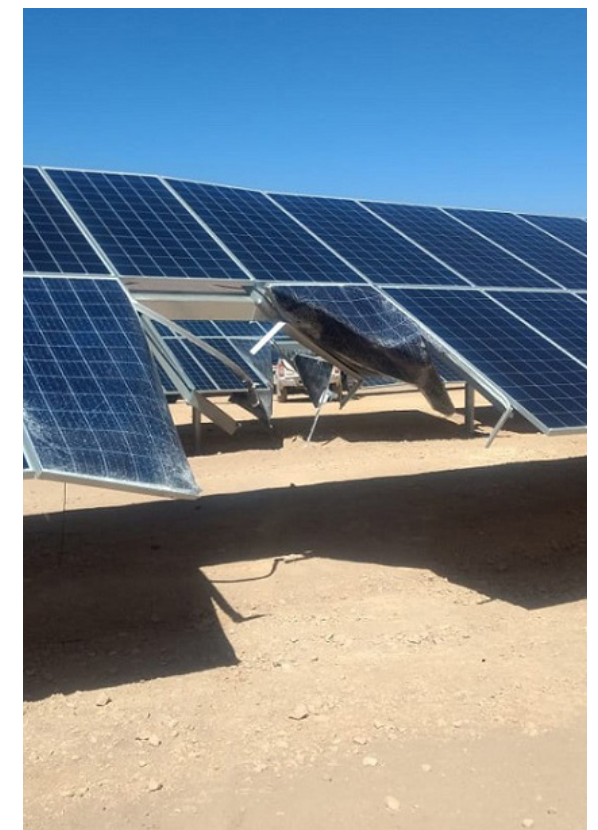
Es importante notar que la IEC 61215, en sus ensayos, solo considera fuerzas mecánicas estáticas (no fuerzas dinámicas – como vibraciones causadas por fuertes vientos).

Referente a nieve, la IEC 61215, solo considera presión vertical (no lateral como lo está haciendo la nieve y/o el hielo torciendo el marco hacia fuera).

Por ende los módulos estándares, hoy en día, no están hechos para vientos ni para nevadas agresivas. Si la planta solar fotovoltaica se encuentra en una zona de altas velocidades de viento o alto nivel de nieve, en la fase de ingeniería se debe elegir módulos fotovoltaicos con marcos reforzados y certificados especiales.



Fotografía N° 86. Daños en los marcos de los módulos pueden ocurrir durante la descarga de los palets



Fotografía N° 88. Daño de marcos (módulos completos) por accidente en terreno

10.9 GRIETAS Y MICROGRIETAS DE CELDAS

Las celdas fotovoltaicas están hechas de silicio (mayormente de silicio monocristalino), solo tienen un espesor de entre 0,15 y 0,2 mm, siendo demasiado frágiles.

Las grietas fácilmente pueden producirse durante la producción, el transporte, la instalación y la fase operativa del módulo fotovoltaico:



Fotografía N° 89. Palets caídos durante el descargo



Fotografía N° 90. Daños durante el manejo de palets

» Durante la producción:

- Ingot de mala calidad.
- Daños de la celda durante el proceso de encapsulamiento.
- Manejo mecánico de celdas.
- Stringing de celdas.
- Laminación.

» Durante el transporte:

- Daños por inadecuado embalaje:
 - Esquinas no protegidas: Daños en las esquinas de los marcos y microgrietas.
 - Cintas sobre tensados: Microgrietas, grietas y rotura de vidrio.
 - Palets sujetos ineficientemente: Torsión de módulos, torsión de marcos, rotura de vidrio y microgrietas.
- Daños por golpes y vibraciones dentro de barcos y camiones:
 - Alto oleaje en el mar.
 - Carreteras y caminos en mal estado.
 - Ambas circunstancias causan microgrietas, grietas y rotura de vidrio.
- Daños durante el proceso de cargar y descargar los palets de módulos:
 - Caídas de palets.
 - Daños por mal manejo.

» Durante la instalación:

- Daños por el transporte al lugar de instalación.
- Daños por inadecuada instalación (uso de las herramientas no adecuadas o peso excesivo sobre los módulos).

» Durante la fase operativa:

- Vientos fuertes provocando vibraciones.
- Granizo: Los módulos de tecnología de capa fina son más susceptibles a daños, ya que no cuentan con marcos, mientras que los módulos con tecnología de celdas casi no presentan daños.
- Celdas de módulos de tecnología cristalina son susceptibles a daños por granizo. Distintos módulos, luego de un evento de granizo, presentan vidrios quebrados mientras que otros módulos sufrieron daños en celdas (microgrietas).
- Vandalismo.
- Accidentes con vehículos en terreno.

Las grietas en celdas fotovoltaicas generalmente no se pueden observar a simple vista (porque son muy pequeños). Tienen diferentes orientaciones y extensiones (algunos cruzando la celda completa de un extremo a otro, otros empezando por los busbars o de forma de raíces. En caso de grietas iniciales (empezando a formarse) se habla de microgrietas. Estas microgrietas, contrario a las grietas en celdas, aún no causan una pérdida de la eficiencia de la celda fotovoltaica.

El problema de microgrietas y grietas es que, conforme pase el tiempo, se amplían por el estrés que sufren (diferencia de temperatura entre noche y día, vientos fuertes, etc.).

Microgrietas y grietas se pueden detectar con electroluminiscencia (EL). Los fabricantes de módulos de buena calidad, están inspeccionando cada módulo con EL antes de que salga de la fábrica, de esta manera aseguran que las celdas dentro de los módulos fotovoltaicos no presenten este tipo de daño.

Es aconsejable rastrear el trayecto de los módulos hasta que sean instalados, es decir, realizar ensayos de un cierto porcentaje de módulos fotovoltaicos al llegar a terreno (para revisar si se produjo daños durante el transporte) y posterior a la instalación (para observar si se dañaron durante su instalación).

Generalmente solo con las imágenes de la EL (de una etapa de montaje) no se puede concluir cual fue la causa de las grietas o microgrietas, pero existen patrones que pueden darnos una pista (por ejemplo grietas que se repiten en áreas similares de la celda – problema durante la producción, grietas saliendo de los busbars – problema durante el proceso de soldadura, grietas acumuladas en ciertas áreas indican problemas durante el manejo y/o instalación del módulo fotovoltaico).

En varias plantas solares fotovoltaicas, aún durante la fase de operación, se realizan ensayos de EL periódicos, para observar el desarrollo de grietas en las celdas.

Dependiendo del tipo, extensión y ubicación de grietas en celdas, estas pueden causar la pérdida de área activa de la misma y por ende la pérdida de producción eléctrica del módulo fotovoltaico. La pérdida dependerá del porcentaje del área inactiva, el número de busbars y del número de grietas dentro de una celda.

En casos extremos (gran parte de la celda inactiva) se pueden producir hot spots.

Evolución de problemas con microgrietas

- » Hasta el 2005: Escasos problemas, porque las celdas eran gruesas.

» Desde 2005 – 2008: Problemas cada vez con mayor frecuencia, porque se fabrican celdas más delgadas.

» Desde 2009 – actualidad: poco a poco los problemas están disminuyendo (aun no alcanzando niveles de antes del 2005) por:

 - Más controles con EL.
 - Mejores instrumentos de EL.
 - Más busbars.
 - Busbars de un material menos consistente.
 - Celdas half cut o cortado en 3 partes (mientras más pequeña la celda, menor riesgo de microgrietas y/o grietas).
- » Al mismo tiempo existen tendencias que elevan el riesgo de microgrietas:

 - Módulos de mayor tamaño.
 - Problemas en cortar celdas (half cut o cortado en tres partes).
 - Tendencia al usar celdas más finas para ahorrar costos.

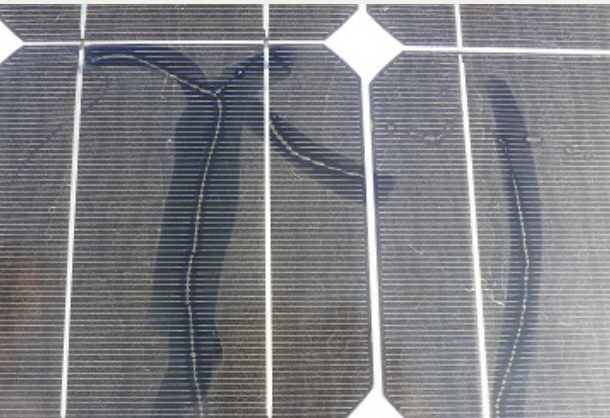
Por diferentes coeficientes de expansión, bajas temperaturas pueden causar microgrietas. Se habla de temperaturas menores a -30°C, niveles que en Oruro y Uyuni difícilmente se alcanzan (en los últimos años, la temperatura mínima registrada fue de -15°C en Oruro y -16°C en Uyuni).

Baba de caracol (Snail tracks)

La baba de caracol es una decoloración visible en la superficie de algunos módulos fotovoltaicos. Son líneas de color gris, oro o azul oscuro y se pueden producir por la existencia de microgrietas o grietas en la celda. Así con base en una reacción química entre el material de la lámina EVA (etileno vinil acetato) con la pasta de plata que se usa en los busbars, se presentan las decoloraciones que son causadas por partículas de plata. Cuando se presenta la baba de caracol, existen microgrietas (o grietas), caso contrario, no es posible afirmar que la existencia de microgrietas siempre produce baba de caracol.



Fotografía N° 91.
Snail tracks



Fotografía N°
92. Snail tracks

Las mismas decoloraciones no influyen a la eficiencia de una celda fotovoltaica, las microgrietas cuando se amplían a grietas con el tiempo sí influyen.

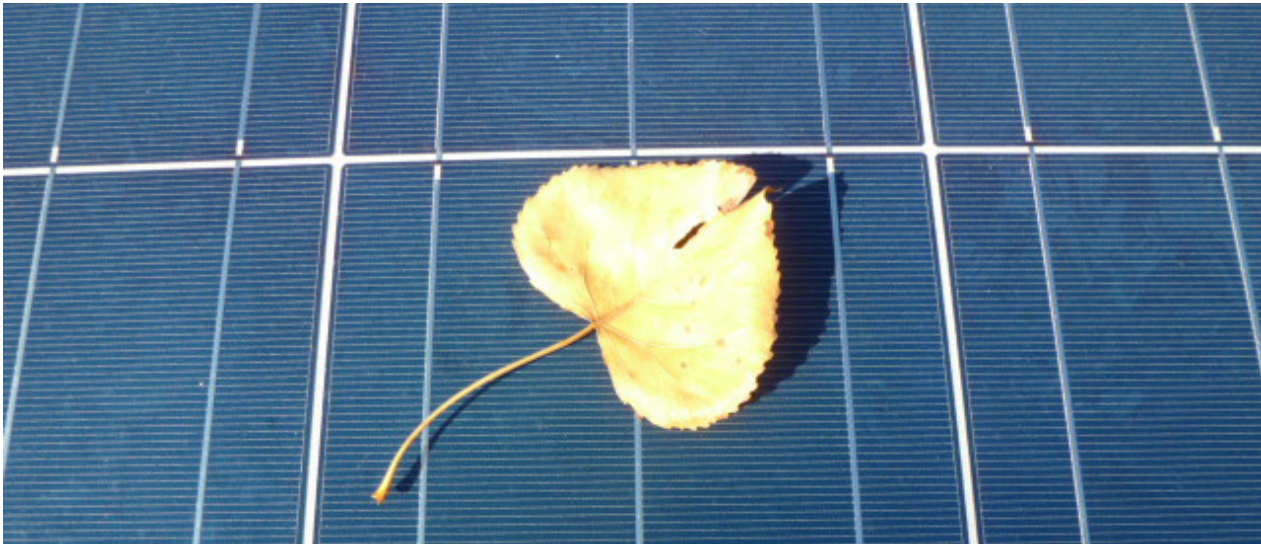
Las babas de caracol son visibles unos meses, hasta un año después de la formación de microgrietas (como se detalló anteriormente, no siempre es así, hay módulos con microgrietas que después de varios años no demuestran decoloraciones y/o babas de caracol).

Se encontró que a elevadas temperaturas y alta radiación solar favorecen la formación de babas de caracol.

10.10 HOT SPOTS

Hot spots normalmente son causados por sombras demarcadas o ensuciamiento parcial y profundo en celdas. También pueden producirse por roturas de busbars o grietas dentro de las celdas fotovoltaicas.

Un hot spot puede causar una corriente inversa. Si una celda es afectada por una corriente inversa, por encima de sus límites eléctricos los hot spots pueden ser la causa de ello. Posteriormente, se puede producir yellowing o marcas de quemadura. En casos extremos hasta arcos eléctricos y fuego.



Fotografía N° 93. Sombras agudas, por ejemplo, una hoja puede causar hot spots

10.11 MARCAS DE QUEMADURA, BURN MARKS

Marcas de quemaduras provienen de sombras o suciedad sobre celdas fotovoltaicas o de partes dentro de la lámina del módulo que presentan elevadas temperaturas (hot spots) por: roturas de busbars, deficientes soldaduras del busbars o grietas dentro de celdas.

Problemas de busbars, empiezan por la corrosión a causa de la filtración de agua o degradación del material por la influencia del permanentemente cambio de temperatura del módulo fotovoltaico. La elevada temperatura provoca que las conexiones empeoren, ocasionando áreas de degradación / corrosión / rotura. Con las conexiones cada vez peores o hot spots, provocan la continua elevación de temperatura acelerando el proceso de decoloración de la lámina EVA y del backsheet. Si se alcanza elevadas temperaturas, las marcas de quemadura empiezan a presentarse.



Fotografía N° 94. Burn mark



Fotografía N° 95. Burn mark en la parte posterior del módulo

Estas marcas de quemadura pueden llegar al punto de provocar la interrupción de corriente sobre el busbar afectado. Si otros busbars pueden soportar la corriente del módulo, puede seguir operativo con baja pérdida de eficiencia (por esto, mientras más busbars tiene la celda mejor).

La humedad puede entrar por las áreas donde las láminas están dañadas, provocando la delaminación o hasta corriente de fuga. Por esto es aconsejable cambiar los módulos que presentan marcas de quemadura.

10.12 POTENTIAL INDUCED DEGRADATION (PID)

El polo negativo en los inversores de la planta solar fotovoltaica de Uyuni están puestos a tierra para evitar el efecto de PID, ya que es un problema común en plantas solares fotovoltaicas, este fenómeno se presentará en un futuro.

En los últimos años se observó que ciertos módulos, en ciertas condiciones operacionales y ambientales, luego de unos meses o años de funcionamiento, mostraron una tasa de degradación mayor a lo esperado.

Investigaciones han dilucidado que cuando empieza este efecto solo algunos módulos en un string se ven afectados. También se observó que los altos voltajes producen una reducción de eficiencia. Por esta relación se llamó a este efecto “potential induced degradation” (degradación inducida por potencial). Este potencial (entre celda y marco / tierra) provoca una corriente de fuga, que ocasiona la disminución de la eficiencia de la celda.

Se puede medir el fenómeno con un instrumento de curva I-V. El PID causa puenteo de celdas y como consecuencia el fill factor disminuye, si el PID es avanzado, la corriente (Isc) bajará. Otra manera de detectar el PID es a través de electroluminiscencia. Si varias celdas se encuentran negras, especialmente a los bordes del módulo, es probable que sea causado por PID. Para revisar si existe PID, primero se realiza ensayos de damp heat y posteriormente ensayos

de electroluminiscencia o mediciones con un instrumento de curvas I-V.

Dentro de un string de módulos, los módulos afectados tienen el potencial negativo con un mayor valor (son los módulos más cerca al polo negativo).

El efecto PID depende de varios factores

El sistema

- » El potencial: A mayor tensión del sistema, se eleva la probabilidad de que ocurra el efecto PID (los primeros sistemas solares fotovoltaicos tenían un voltaje de 600 V, luego 1.000 V. Hoy en día en plantas a gran escala 1.500 V es lo usual). Así que cada vez es más importante asegurar que no se produzca el PID.
- » Si los inversores están aterrizados y cual polo.
- » Si se puede aplicar un potencial inverso durante la noche.
- » Sistema de puesta a tierra: calidad de los conductores.

Construcción del módulo fotovoltaico

- » Marco (conductividad).
- » El vidrio (conductividad o concentración de iones de sodio).
- » Superficie del vidrio (conductividad o sucio).

- » Láminas (resistividad).
- » Backsheet (conductividad o permeabilidad de humedad).

Celda fotovoltaica

- » Capa anti reflectante.

Montaje de módulos

- » Horizontal o vertical.

Estructura de montaje

- » Conductividad.

Clima (factores que apoyan al fenómeno de PID)

- » Altas temperaturas.
- » Alta humedad.
- » Porcentaje de irradiación bajo durante un día.
- » Suciedad en la superficie de los módulos.

El problema es que no existen señales visuales del PID, además en la fase inicial solo se presenta una menor producción del módulo por las mañanas y en las tardes con poca irradiación (así que al principio el PID es difícilmente detectable por sistemas de monitoreo).

El PID puede disminuir paulatinamente el rendimiento de un módulo fotovoltaico durante meses o años. En casos extremos, la eficiencia de un módulo afectado puede llegar a 0. Aplicar un voltaje inverso (ejemplo durante la noche) puede recuperar un módulo afectado (tanto para celdas tipo p y tipo n con potenciales positivos y negativos dependiendo el tipo). El tiempo de recuperación (horas, días o hasta varios meses) depende mucho de que tan avanzado está el PID, de la construcción del módulo y de los factores que aplican por el sistema fotovoltaico.

Aún no se encontraron efectos del PID en la seguridad de un sistema solar fotovoltaico. Lo que sí se encontró, eran celdas con temperaturas elevadas que pueden provocar hot spots con todas sus implicaciones a la seguridad de un módulo fotovoltaico.

Aún se está trabajando en elaborar un ensayo oficial para detectar si los módulos fotovoltaicos son susceptibles al PID.

10.13 BUSBARS DESCONECTADOS

Si la soldadura de busbars está hecha de forma deficiente, el transporte o la instalación no eran adecuado o el estrés termo – mecánico juntos con la filtración de humedad a las celdas durante la fase de operación de un módulo fotovoltaico sobrepasa un cierto nivel, la consecuencia puede ser que en el busbars se deshacen en las celdas (siempre están soldados uno arriba y otro por debajo de una celda fotovoltaica) o se quiebran en el espacio entre celdas. Otro punto de rotura es entre los busbars y las conexiones de los substrings, al borde de un módulo fotovoltaico.

La mejor forma de detectar roturas de busbars es a través de ensayos de electroluminiscencia (con bajo voltaje y/o corriente para observar mejor los detalles), la termografía entrega resultados útiles para detectar este tipo de deficiencia.



10.14 DAÑOS POR PRESIÓN MECÁNICA



Fotografía N° 96. Nieve que ejerce presión especialmente a los marcos inferiores de los módulos

10.13.1 Presión mecánica por nieve

Nieve en grandes cantidades, ejercen presiones estáticas de gran magnitud sobre el vidrio del módulo fotovoltaico en combinación con el hielo, afectan especialmente al marco inferior.

Especialmente el marco de mayor longitud del módulo es susceptible a estas fuerzas, por esta razón, en ubicaciones con nieve, conviene instalar módulos fotovoltaicos de forma vertical.

Los ensayos de IEC 61215 solo consideran presiones mecánicas de 2.400 Pa (estándar) y 5.400 Pa (opcional) con el módulo en posición horizontal, mientras en zonas con presencia de excesiva nieve, presiones de hasta 10.000 Pa pueden ocurrir y los módulos normalmente están instalados de manera inclinada produciendo un efecto mayor al marco inferior. Por esta razón se está verificando una ampliación del alcance de los ensayos.

10.13.2 Presión mecánica por viento

Los vientos ejercen presiones dinámicas (vibraciones) tanto sobre la parte frontal como la parte posterior de los módulos.

Como la IEC 61215 solo considera presiones estáticas de 2400 Pa (estándar) y 5.400 Pa (opcional) para la parte frontal de los módulos, es aconsejable solicitar al fabricante ensayos adicionales si se quiere instalar una planta solar fotovoltaica en zonas con vientos frecuentes de altas velocidades.

Nota: El estrés por transporte, nieve, viento, temperatura, radiación UV, etc. se suman y causan una degradación en las propiedades de los módulos más acelerada.

10.15 DEGRADACIÓN POR RADIACIÓN UV

Alrededor del 4% del rango de ondas de la radiación solar es radiación ultra violeta (UV). Esta radiación de ondas cortas (entre 200 nm y 400 nm) es muy energética. Especialmente a elevadas alturas es agresivo (ya que el porcentaje sube) con las láminas de módulos fotovoltaicos y causa efectos como yellowing o cracking.

La IEC 61215 contiene ensayos con rayos UV que son de corta duración y/o intensidad, el pre acondicionamiento de radiación UV solo es de 15

kWh/m² al lado frontal del módulo. En la realidad (solo observando el lado posterior) está llegando una energía de UV durante la vida útil de un módulo fotovoltaico de 170 kWh/m² (zonas templadas), de 235 kWh/m² (en el trópico) y de 275 kWh/m² (en el desierto o en la montaña).

Por esta razón, este ensayo según la IEC, para lugares como Oruro o Uyuni no es apto para pronosticar el comportamiento de los módulos a largo plazo.

10.16 DEGRADACIÓN POR AMBIENTES CON AMONIACO

Amoniaco, es un gas químicamente agresivo, se genera por descomposición de material vegetal y excrementos de animales.

Por ende, cuando se quiere instalar una planta solar fotovoltaica en zonas agrícolas, hay que velar por materiales altamente resistentes a exposición de químicos agresivos.

Esto aplica, en especial, a la estructura de montaje, cajas, contenedores, juntas, impermeabilizaciones y módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos pueden tener una mayor tasa de degradación del sello entre marco y lámina, del marco de aluminio, de la capa anti reflectante del vidrio, del adherente de la junction box, de las conexiones dentro de la junction box, del backsheet y de las conexiones de celdas (corrosión de busbars).

Daños a la junction box, sus conexiones y al backsheet, pueden tener consecuencias negativas para la seguridad del sistema y para el personal en terreno. Cuando se detectan tales defectos hay que cambiar los módulos afectados.

Para verificar la calidad de un módulo fotovoltaico a ser instalado en ambientes con amoniaco, se recomienda solicitar al fabricante un certificado según IEC 62716 (ensayos de módulos fotovoltaicos en ambientes de amoniaco).





11

GESTIÓN DE
VEGETACIÓN,
EROSIÓN Y PLAGAS

11

GESTIÓN DE VEGETACIÓN, EROSIÓN Y PLAGAS



11.1 MANEJO DE VEGETACIÓN

En zonas húmedas, el crecimiento de la vegetación puede producir sombras en los módulos fotovoltaicos y reducir la producción de energía, además, en tiempos de sequía puede presentar un riesgo de incendios.

El control de la vegetación comprende, por ejemplo, segar el pasto, pastar con ovejas, echar herbicidas y cortar arbustos y árboles, en zonas húmedas segando el pasto es la actividad más común.



Fotografía N° 97. Sombra por vegetación



Fotografía N° 98. Medición de distancia módulo – suelo

Usando máquinas se debe tener especial cuidado y evitar que piedras del suelo sean tiradas al vidrio del módulo, **(pueden ocasionarse grietas o roturas)**.

Es recomendable cortar el césped no menos de 8 cm de la superficie del terreno, si se corta por demás las raíces pueden sufrir y ponerse a menor profundidad y ser menos denso. La consecuencia sería la disminución de protección por erosión del suelo. Dependiendo del tipo de suelo, segando la vegetación demasiado cerca del suelo, también puede provocar daños a los vidrios de los módulos, debido a piedras que puedan ser lanzadas sobre ellos.

Para poder emplear segadoras sin dañar el cableado que se encuentran bajando las estructuras de montaje y de las cajas combinadoras, es aconsejable protegerlo.

La vegetación cortada no debe ser acumulada cerca de las estructuras u otros componentes, porque puede retener humedad y acelerar la corrosión. En caso de tiempos secos presentan un riesgo de incendio y deben ser removidos.

En la fase de ingeniería hay que elegir un sistema cortacésped adecuado y a base de sus dimensiones diseñar la estructura de montaje.



Fotografía N° 99. Cableado no protegido



Fotografía N° 100. Cableado bajando de la caja combinadora protegido adecuadamente

Algunos criterios que se pueden elegir para un sistema cortacésped.

- » Ancho del área de corte (por ejemplo, 80 cm, 120 cm o 170 cm).
- » Altura del equipo (por ejemplo, 35 cm, 45 cm u 80 cm).
- » Velocidad (por ejemplo, 6 km/h o 10 km/h).
- » Consumo de gasolina (por ejemplo, 4 litros por hora).
- » Autonomía (por ejemplo, tanque con 15 litros de gasolina).
- » Inclinación máxima (por ejemplo 40 grados o 50 grados).



Fotografía N° 101. Pastar con una raza pequeña de vacas funciona



Fotografía N° 102. Pequeña raza de vaca

Si se opta por emplear animales para el corte del césped, la experiencia ha mostrado que las ovejas son una alternativa válida. También se probó pastar con vacas, generalmente por su fuerza no se obtuvo el éxito deseado (les gusta rascarse en los componentes, además que con su propio peso ejecutan mucha presión sobre ellos). Ciertas razas pequeñas de vacas mostraron buenos resultados.



Fotografía N° 103. Las ovejas no comen plantas secas y gruesas

Otros animales han dañado los módulos y estructuras, por ejemplo, las cabras porque son más torpes y brincan sobre los equipos.

Los animales no comen cualquier tipo de plantas, las más gruesas y secas no las tocan y escogen las hierbas finas y jugosas. Por esto las plantas secas y duras en el área hay que retirarlas por otro medio. Para minimizar este trabajo adicional es aconsejable sembrar plantas que les gustan a los animales.



Fotografía N° 104. Plantas gruesas y secas que no son comida para los animales

Cuando se opta por el uso de animales, en la fase de diseño hay que buscar la óptima altitud del módulo delantero para proteger todo tipo de cableado. Como a casi todo tipo de animales les gusta masticar los cables, hay que protegerlos de la manera adecuada y no dejar partes accesibles.



Fotografía N° 105. Adecuada protección del cableado



Fotografía N° 106. Sombras cercanas por árboles

Aplicar ripio no resulta práctico porque luego de unos meses la vegetación crece nuevamente, así que habría que usar herbicidas (con todas sus desventajas) o cortar manualmente (con el gran peligro de lanzar pequeñas piedras a los módulos fotovoltaicos). Tampoco sería cómodo para el personal de O&M caminar sobre una superficie de ripio.

Echar herbicidas es económico y fácil de realizar, especialmente en áreas áridas, al mismo tiempo se requiere personal entrenado y con la capacidad necesaria para el manejo de las sustancias peligrosas. Es importante conocer bien las leyes y reglamentos al respecto y seguir estrictamente las instrucciones del fabricante (como el correcto uso de EPPs para proteger a los trabajadores).

A parte del corte de césped también se debe observar el crecimiento de arbustos y árboles alrededor de las plantas solares fotovoltaicas. Si ellos producen sombra a los paneles, hay que cortarlas adecuadamente (siempre y cuando se tenga un permiso al respecto).



Fotografía N° 107. Sombras por árboles



Fotografía N° 108. Sombras cercanas por arbustos en terreno.

Es recomendable tomar fotografías antes y después de cortar la vegetación y tomar nota de todas las máquinas y equipos empleados, tiempo invertido, etc. y luego comparar los datos con los siguientes cortes de vegetación y de esta manera optimizar el proceso.

11.2 GESTIÓN DE EROSIÓN

Dependiendo del clima (frecuencia de fuertes lluvias y vientos), la topografía, la granulometría del suelo, obras civiles instaladas para restringir la erosión y la vegetación presente en el sitio, la erosión puede ser un tema importante a considerar.

Durante la preparación del terreno lo ideal es interferir lo menos posible y nivelar solo donde sea necesario (por ejemplo, para conseguir desniveles aceptables para instalar las estructuras de montaje). En caso de nivelaciones, el suelo se puede poner sensible a la erosión. En zonas húmedas el mantillo, maderas cortadas sirven para reducir el impacto de las gotas de lluvia (cada impacto al suelo libera partículas) y el estero de yute ayudan a retener partículas sueltas y hacerlos sedimentar, también estabilizan la vegetación.

Para manejar el flujo del agua que viene desde afuera y que proviene de la lluvia dentro del terreno, hay que elaborar un sistema de manejo de aguas. Este puede consistir en varios canales de hormigón, terraplenes y cuencas de asentamiento. Para reducir la velocidad

de la corriente del agua y su potencial erosivo una buena medida es realizar escalones pequeños a 90 grados en el trayecto del agua.

Se recomienda seleccionar plantas que crezcan sin dificultad en el suelo y bajo las condiciones climáticas de la región (idealmente son de la misma zona) y que solo crezcan unos centímetros con raíces extensas para estabilizar el suelo.

El trabajo de mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, incluye la revisión periódica (y siempre después de fuertes lluvias que puedan causar erosión). Por ejemplo, las fosas sépticas deben ser liberadas de sedimento, a más tardar cuando están llenadas al 50%. Durante eventos de fuertes lluvias se debe observar el flujo del agua para aprender cómo se puede mejorar las construcciones contra la erosión. Luego de tales eventos, puede ser necesario realizar reparaciones en partes afectadas por precipitaciones fuertes o corrientes de agua. Esto puede incluir obras civiles, como nivelación y compactación de terreno, reparar canales y aplicar grava para estabilizar el terreno.



Donde se presente erosión, se debe analizar cómo prevenir que se repita y luego tomar las medidas al respecto (donde no es posible evitar que suceda nuevamente, solo se puede sanar la erosión cada vez que se presente):

- » Instalar guías para el agua (canales, murallas, etc.).
- » Rellenar con suelo mejorado y compactado.
- » Sembrar plantas.
- » Echar grava, piedras o rocas.

☐ **Checklist**

☐

☐ Vegetación: Se ve seco y/o no crece bien.

☐

☐ Necesidad de nutrientes para estabilizar la vegetación.

☐

☐ Ver si inoportunas especies vegetales toman posesión del área.

☐

☐ En áreas con mantillo, maderas cortadas o paja: revisar si se presentan zonas descubiertas.

☐

☐ Verificar si se puede observar la formación de arroyos secos de agua.

☐

☐ Verificar si hay agua restañado en terreno.

☐

☐ Canales, tubos, válvulas: Revisar si se presenta algún obstáculo o congestión.

11.3 LIMPIEZA DEL TERRENO

La limpieza del terreno comprende la limpieza de los canales de drenajes, fosas sépticas y retirar basura del terreno y del vallado.

En zonas de fuertes nevadas hay que gestionar el retiro de la nieve de equipos y caminos.

11.4 CONTROL DE PLAGAS

Plagas como ratones, mosquitos, arañas o serpientes en muchas plantas presentan un problema. Ratones por ejemplo, les gusta masticar cables y también presentan un riesgo para los empleados de la planta porque pueden transmitir enfermedades. También los mosquitos pueden propagar infecciones (dengue, malaria, etc.). Las serpientes y las arañas pueden ser venenosos, por esta razón el control de plagas es requerido.

Hay que seguir las instrucciones de los fabricantes de los sistemas y reglamentos al respeto, especialmente referente a la seguridad del equipo en planta (EPPS, etc.).

Ratones

A los ratones les gustan los lugares oscuros.

Evitar el acceso de comida (dentro de edificios) y restos de comida (por ejemplo, restos de meriendas en terreno). Luego de comer, depositar los restos de comida en contenedores cerrados, mantener los alimentos bien sellados en lugares no accesibles y evitar la filtración de agua.

Cómo se sabe si hay ratones en la planta solar fotovoltaica:

- » Presencia de excrementos.
- » Cables masticados.

Cómo prevenirlos: Retirar todo tipo de refugio, cerrar entrada a cajas, túneles, acueductos y salas – especialmente conductos de cables (con mallas, sellantes, etc.) y poner raticidas, para prevenir que entren a casas hay que sellar todas las entradas y no dejar puertas abiertas.



Fotografía N° 109. Ductos de cables sellados correctamente contra invasión de animales

Serpientes

En climas calientes las serpientes están donde hay ratones. Las serpientes viven preferentemente en lugares oscuros y bien protegidos del entorno (bajo arbustos si las ramas llegan hasta el suelo, en cajas, atrás de placas, dentro de espacios poco frecuentados).

Para evitar que las serpientes entren al terreno hay que evitar tener ratones y no proporcionarles lugares como los descritos anteriormente.



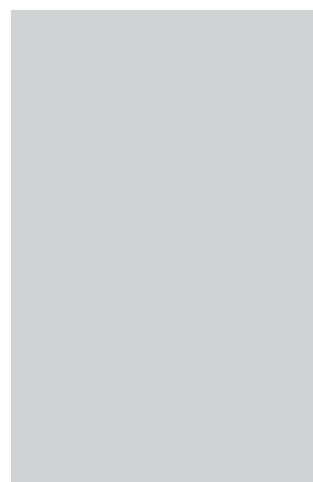


12

LIMPIEZA

12

LIMPIEZA



12.1 LIMPIEZA DE EQUIPOS

Debemos asegurarnos de tener los equipos limpios (por dentro y fuera). La suciedad o humedad pueden favorecer el establecimiento de insectos y micro organismos que pueden dañar las instalaciones. Estos factores también pueden dañar directamente los equipos electrónicos o eléctricos. Si se percibe suciedad o agua dentro de cajas o gabinetes se debe buscar la razón (sellos deficientes, puertas mal cerradas, etc.).



Fotografía N° 110. Limpieza de una caja combinadora, con aspiradoras

12.2 LIMPIEZA DE MÓDULOS

La acumulación de polvo u otro tipo de suciedad (por aves, hojas de árboles, algas, hongos, musgos, líquenes etc.) sobre la superficie de los módulos, reducen la generación de energía, pueden causar incrustaciones y hotspots que dañan los módulos fotovoltaicos con probabilidad de ocasionar arcos eléctricos con incendios como consecuencia.



Fotografía N° 111. Proceso de limpieza de módulos en marcha



Fotografía N° 112. Manchas opacas de suciedad por aves



Fotografía N° 113. Hot spots (véase la decoloración) causados por las manchas



Fotografía N° 114. Acumulación de suciedad puede causar hot spots

Donde existan condiciones que provocan incrustaciones o hotspots, hay que aumentar la frecuencia de limpieza de los módulos.



Fotografía N° 115. Esquinas donde existe suciedad acumulada (típico para la limpieza manual con barras)

12.2.1 Orígenes del ensuciamiento

- » Tierra: Polvo fino por erosión (especialmente si existen fuertes vientos y poca vegetación):
 - En zonas de tierra firme y vientos suaves el soiling puede llegar a 0,01 % por día (es decir, la capa de ensuciamiento reduce la generación de la planta cada día por un 0,01 %).

- En zonas de tierras finas y vientos fuertes el soiling puede llegar hasta 1 % por día.
- Una reducción de la velocidad de los vehículos en terreno a 20 km / h reduce considerablemente la producción de polvo.
- » Aves: Especialmente los desechos puntuales de aves pueden causar hotspots:
 - En la fase de construcción debemos preocuparnos por minimizar posibles zonas de nidos.

- Durante el O&M hay que remover los nidos (acorde con las leyes y los reglamentos ambientales).
- » Agricultura: Alto volumen de polvo luego de la cosecha y durante la temporada de producción de polen:
 - Limpiar luego de la temporada de polen y de la cosecha.
 - En áreas de agricultura intensiva el soiling puede llegar hasta 0,4 % por día.
- » Industria: Gases y partículas de los procesos de producción (por ejemplo, ácido sulfúrico).
- » Gastronomía: Aceites:
 - Filtros en los aires de salida sirven para evitar la expulsión de aceites a la atmósfera.
- » Tráfico de camiones y buses: Hollín.
- » Construcción: Polvo (cemento, cal, arena, etc.):
 - Se puede tomar medidas de supresión de polvo.
 - Se puede encargar aves de presa para repeler aves más pequeñas.

La tasa de ensuciamiento depende de la frecuencia de precipitaciones en la zona.

En plantas solares fotovoltaicas con climas húmedos, la pérdida de generación por soiling está entre 0,01 y 0,1 % por día. Con la existencia de fuertes lluvias durante el año, el efecto de autolimpieza hace que la pérdida de generación disminuya considerablemente (luego de los eventos de lluvia), luego de 3 a 5 años la pérdida alcanza hasta 3 % de la generación total (por incrustaciones que no se eliminan con la lluvia). Por lo tanto, en climas húmedos se limpian las plantas un par de veces al año (para eliminar la formación de incrustaciones).

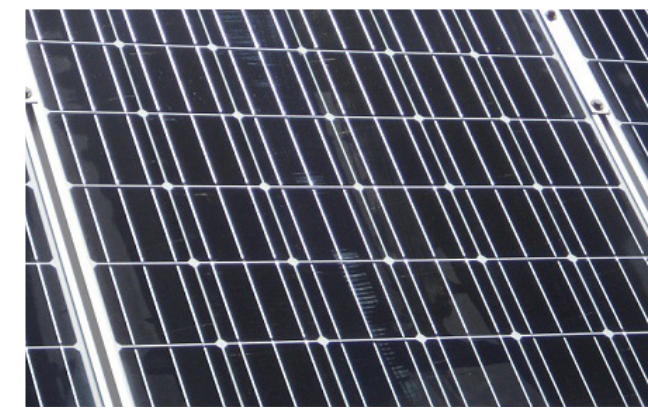
En climas desérticos, la pérdida de generación varía entre 0,1 y 0,3% por día, en eventos de tormentas de arena puede sobrepasar los 5 % por día. Luego de un año, las pérdidas pueden llegar de 3 a 5 % (en zonas con frecuentes tormentas de arena es más elevado).

En Oruro, con la existencia de leves lluvias (alrededor de 400 mm / año) y supuestamente poco polvo en el aire, las pérdidas pueden estar entre 1 y 3 % por año. En Uyuni, con menor frecuencia de lluvias (unos 140

mm / año) las pérdidas están alrededor de 3 y 5 % por año. La tasa real depende mucho de la cantidad de polvo en el aire, también se debería determinar la tasa de ensuciamiento para fijar los tiempos adecuados de limpieza de los módulos fotovoltaicos.

12.2.2 Equipos de limpieza

Los equipos para la limpieza deben ser aprobados por el fabricante de los módulos. En general, los equipos que se emplean son cepillos duros o agua a alta presión, que pueden dañar al módulo.



Fotografía N° 116. Limpieza de módulos solares

Hay que emplear agua bajo especificaciones (por ejemplo, desmineralizados) indicadas por el fabricante de los módulos. Varios fabricantes de módulos permiten el uso de agua pluvial. Es posible ahorrar dinero en zonas lluviosas. Emplear agua inadecuada puede cambiar la composición de la superficie del vidrio, causa deposiciones y decoloraciones, y con ello la reducción de generación de energía con el tiempo.

No es aconsejable usar detergentes. La técnica para limpiar los módulos debe ser aprobada por el fabricante. En caso de no respetar lo indicado, la garantía puede hacerse inválida.

Para evitar que otras personas entren a zonas de limpieza (por ejemplo, para hacer trabajos eléctricos) hay que marcar y cerrar tales áreas.

En general es aconsejable limpiar por la mañana o por las tardes (casi anocheciendo), para evitar que la temperatura del vidrio del módulo sea demasiado alto (evitar el riesgo de ruptura del vidrio). Los módulos deben ser diseñados para evitar esta situación, porque en cualquier momento del día puede llover,

además la temperatura del agua en los tanques suele elevarse junto a la temperatura ambiente y así la diferencia de temperatura entre agua – módulo fotovoltaico será baja.

El agua se puede traer con camiones cada vez que se haga limpieza o se puede instalar tanques de agua en terreno y rellenarlos cuando sea necesario.

En caso de ensuciamiento persistente, se puede emplear un detergente suave con un cepillo suave **(siempre con la aprobación del fabricante de los módulos)**.

Se debe documentar todos los parámetros de la limpieza (tiempo requerido, agua usada aproximadamente entre 0,1 y 1 litro / m² (dependiendo del tipo de ensuciamiento y su adherencia), especificaciones del agua, equipo usado, etc.), para satisfacción del fabricante de los módulos y para comparar eficiencias de diferentes proveedores de servicio de limpieza, etc.

Para comparar el efecto de la limpieza es aconsejable documentar los parámetros de producción antes de la limpieza (idealmente si fue un día completamente soleado poco antes de la limpieza) y justo luego de la limpieza (también idealmente un día completamente soleado).



Fotografía N° 117. Reservorio de agua para la limpieza de módulos



Fotografía N° 118. Limpieza manual con cepillo y barra



Fotografía N° 119. Barra de limpieza desgastada



Fotografía N° 120. Suciedad restante que se presenta luego de que el agua se evapora

La limpieza de módulos puede ser organizado con una frecuencia predeterminada (por ejemplo, 2 veces por año, una vez luego de la temporada de polen y la segunda vez luego de la cosecha en áreas de agricultura).



Fotografía N° 121. Hot spots en esquinas de módulos (u otra emisividad, vidrio con polvo)

En zonas donde la tasa de ensuciamiento varía y no tiene ciertos patrones similares al pasar los años, es aconsejable instalar equipos de medición de ensuciamiento (por ejemplo, un doble sensor de irradiación, uno de ellos se limpia cada día, el otro se limpia con las limpiezas generales de la planta solar fotovoltaica).

Cuando se tiene un cierto grado de ensuciamiento y con ello un grado de pérdida de generación de energía, se soluciona limpiando los módulos fotovoltaicos.

Hay que determinar el momento oportuno para realizar la limpieza de módulos, es necesario considerar las fuertes lluvias (que tienen casi el mismo efecto que una limpieza profesional de módulos). Con pronósticos del tiempo, se puede estimar hasta unos 7 días en adelante (dependiendo del lugar) si se presentarán lluvias fuertes.



Fotografía N° 122. Soiling station

Nota: La combinación de polvos (diferentes tipos) con la humedad por condensación en las mañanas, se adhiere con mayor firmeza a los módulos fotovoltaicos que si fuera únicamente polvo. Con el tiempo se genera una capa similar al cemento. Por esto es importante limpiar los módulos a tiempo, considerando las complicaciones que puede generar esta capa sobre el vidrio.

Limpieza sin agua: Cuidado con los ensayos en laboratorios, es muy difícil y/o imposible imitar las condiciones reales en un laboratorio. Un ejemplo es el efecto mencionado anteriormente: En los laboratorios generalmente se aplica un cierto tipo de polvo (sin la combinación con agua) al vidrio del módulo y así se hace los ensayos. Este polvo se quita fácilmente del módulo cuando en realidad el polvo (en combinación con agua) se adhiere con fuerza al vidrio.

En general se puede decir que para cada sitio hay que hacer una simulación específica, los resultados solo tendrán validez para el sitio en consideración (polvo / granulometría de este sitio / cantidad de condensado por las mañanas).

Al final de los ensayos se hacen inspecciones visuales, inspecciones con microscopio y mediciones de eficiencia de los módulos fotovoltaicos. El valor de los resultados normalmente no toma en cuenta lo mencionado anteriormente (polvo húmedo adherido fuertemente al vidrio). Mucho cuidado con certificados de cumplimiento de proveedores de módulos aceptando ciertos sistemas de limpieza en seco. **No se debe confundir el certificado de cumplimiento con una garantía.**

A parte de que no exigen agua, estos sistemas tienen otra ventaja importante: se pueden emplear perfectamente durante la noche, sin influenciar a la generación de la planta solar fotovoltaica.

12.2.3 Tipos de limpieza

1. Limpieza manual (con agua):

- » Con cepillos suaves: Funciona para todos los módulos, el resultado depende del personal ya que puede variar considerablemente entre uno y otro empleado.
- » Con barras suaves: Funciona para todos los módulos, el resultado depende mucho del personal y puede variar considerablemente entre uno y otro empleado. Resultados menos funcionales que usando cepillos suaves.
- » Con cepillos rotantes: Algunos fabricantes de módulos no lo permiten. Los resultados en general son heterogéneos y el consumo de agua es elevado.
- » Con agua a presión: Muchos fabricantes no lo permiten. Los resultados son heterogéneos y se puede dañar la superficie del vidrio y el sellante del marco al laminado del módulo:
 - El manual de instalación y mantenimiento de ET Solar indica:
 - Limpiar con agua a presión máxima de 1 MPa a una distancia mínima de 50 cm (Nota: en la práctica casi no es realizable).
 - Calidad del agua: Potable, con bajo contenido de minerales y un pH aproximadamente de 7.
 - No usar detergentes.
 - No limpiar si el vidrio está roto o el backsheet dañado.
- » El manual de GCL nos indica:
 - Limpiar con una esponja suave.
 - Se puede usar detergentes suaves si la suciedad está adherida fuertemente.

2. Limpieza con un brazo montado sobre un camión (con o sin agua):

- » No se necesita una construcción de soporte.
- » Flexible (escalones, diferentes inclinaciones, etc.).
- » Cierta distancia entre filas es necesario.
- » Cierta riesgo de dañar módulos.
- » El terreno debería de ser plano.



3. Limpieza con sistemas corriendo sobre rieles a lo largo de los módulos (con o sin agua):

- » El sistema puede ser puesto paso a paso a diferentes filas.
- » No es necesario una construcción.
- » Sigue el plano de los módulos perfectamente.
- » Las distancias entre mesas pueden presentar un problema.
- » Personal necesario para mover el sistema de una fila a otra.

4. Limpieza con sistemas automáticos (con o sin agua):

- » Cada fila tiene un sistema de limpieza.
- » El sistema corre a lo largo de la misma fila ida y vuelta.
- » Velocidad: Alrededor de 15 m / minuto.
- » Ya en la fase de diseño de la estructura de montaje, se debería considerar la implementación del sistema.
- » El trabajo manual resulta ser una operación económica.
- » Se puede limpiar las veces que sea necesario sin importar la hora (ejemplo, por la noche sin pérdida de producción).
- » Poco riesgo de daño de módulos.
- » El CAPEX es relativamente alto.
- » Ideal para filas largas.
- » Distancias entre mesas pueden ser un problema.

5. Limpieza con robots (con y sin agua):

- » Hoy en día usados para sistemas pequeños.
- » En la fase de diseño hay que tomar disposiciones para la instalación de sistemas robóticos.
- » Instalación:
 - Sobre el vidrio (mejor evitarlo).
 - Sobre el marco.
 - Sobre la subestructura.
 - Sobre terreno.
- » La durabilidad de los robots depende de:
 - Su sistema electrónico (simples, pocas partes, muy robustos).
 - Su sistema mecánico (mientras más simple y menos partes movibles tenga mejor).
 - Mejor si opera sin lubricantes.
- » Se mueven libremente sobre el array.
- » Se pueden usar en cualquier tipología de filas y/o mesas.
- » Tienen que ser transportados manualmente de una fila a otra.
- » Si hay grandes distancias entre mesas (a lo largo de las mesas) necesitan ser transportados.
- » Restricción referente a la inclinación del array.
- » Será el futuro. Actualmente aún están en fase de estudio y optimización.

Al punto 2) Limpiando con brazo.

Se puede montar el brazo (un cepillo rotante entre 4 y 8 metros de longitud) a tractores, excavadoras, montacargas telescópicos o máquinas similares de construcción. Con un brazo se puede limpiar hasta 5 MWp por día.



Fotografía N° 123. Brazo de limpieza montado en un tractor

El brazo se monta al frente de la máquina mientras el tanque de agua se monta atrás. Para aplicar una presión uniforme y estable en el módulo fotovoltaico, está integrada una bomba hidráulica que regula la presión de forma automática luego de elegir la presión adecuada (depende del tipo de módulo fotovoltaico y del largo del brazo). De esta manera la presión sigue constante aún con irregularidades del terreno.



Fotografía N° 124. Brazo de limpieza en operación



Fotografía N° 125. Ajuste manual de la presión del brazo sobre los módulos fotovoltaicos

La tecnología proviene de trenes de lavado y ha probado su confiabilidad a nivel mundial.

El material de los cepillos rotantes proviene de la limpieza de vidrios y están hechos de polietileno, resistente a la radiación UV. El material es relativamente suave y según el fabricante no hay efectos negativos sobre las superficies de los módulos fotovoltaicos.

El cepillo está compuesto de cerdas helicoidales que están empalmadas para conservar al máximo la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Para diseñar el equipo lo más económico posible, hay que considerar:

- » Ancho entre filas y tipo de terreno.
- » Altura, largo y ángulo de las planicies de los módulos.

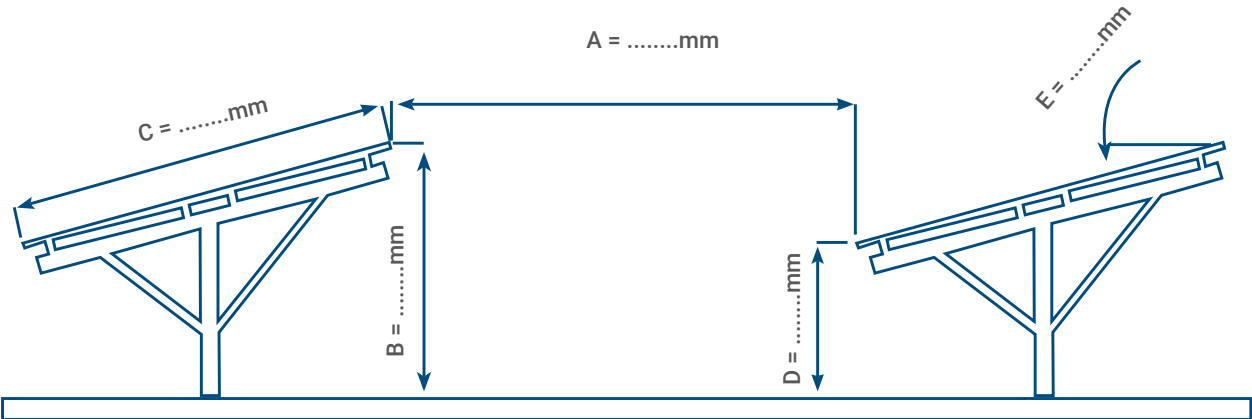


Fotografía N° 126. Brazo con su sistema hidráulico en operación



Fotografía N° 127. Tanque de agua de 1.000 litros

Ilustración N°1 Medidas importantes para dimensionar el brazo de limpieza



- » Bandejas que perjudiquen el movimiento de las máquinas.
- » Centros de transformación que perjudiquen el movimiento de las máquinas.
- » Tipo de módulos fotovoltaicos (con marco o sin marco), esto define la presión sobre los módulos.
- » Tamaño de los módulos.
- » Largo de las filas.
- » Estimar bien los tiempos muertos de la actividad, para calcular el rendimiento real del equipo limpiador (este factor fácilmente se subestima).

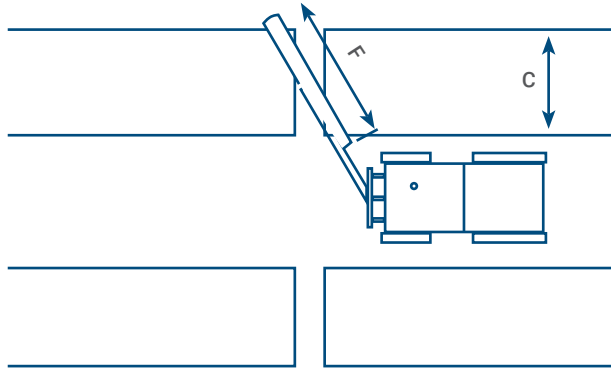
Limpieza con agua tibia

Hay la opción de integrar un calentador de agua para mantener el agua a la temperatura de los módulos fotovoltaicos y de esta manera bajar el estrés térmico sobre ellos. Con agua que se encuentre a mayor temperatura, los resultados de la limpieza son más eficientes.

Varios fabricantes de módulos fotovoltaicos reconocieron la tecnología de limpiar con brazos. Según fabricante, se puede emplear el mismo sistema sin usar agua.

Una interesante opción es la combinación con termografía. Se monta una cámara termográfica al tractor y de esta manera se combina dos trabajos: limpieza de módulos y toma de fotografías termográficas.

Ilustración N°2 Dimensionamiento del brazo de limpieza



Al punto 3,4 y 5.

Sistemas corriendo sobre rieles, automáticos y robóticos, varían considerablemente en requerimientos referente a su especificación mecánica y eléctrica y el tipo de batería.

Lo importante es el tipo de vidrio y el tipo de capa anti reflectante.

Comparando los diferentes sistemas debemos considerar

Su eficiencia.

- » Facilidad en cambiar partes de repuesto.
- » Si existen distribuidores y/o proveedores de servicio de este equipo en la región.

12.3 LIMPIEZA DEL BACKSHEET DE MÓDULOS



Fotografía N° 128. Suciedad acumulada en el lado posterior del módulo (backsheet)

12.4 REMOVER NIEVE

En zonas de fuertes nevadas hay que gestionar la limpieza de nieve de los módulos fotovoltaicos y equipos. Nevadas moderadas suelen resbalar automáticamente, si los módulos están inclinados como mínimo 25 grados. El grado de autolimpieza depende también del tipo de nieve, si la nieve cae en condiciones muy frías y es seco y ligero, pero si cae con temperaturas bajo cero grados (o si luego de la nevada la temperatura se eleva) la nieve es húmeda, más compacta y pesada. Vientos fuertes ayudan a la autolimpieza.

Como en Oruro y Uyuni la acumulación de nieve no suele ser un problema, no se entra más en detalle a este tema. Solo subrayando la importancia de usar cepillos o barras suaves o sopletes y de no usar elementos mecánicos duros que puedan dañar los vidrios de los módulos fotovoltaicos.

13

SEGURIDAD
Y SALUD
OCUPACIONAL



13

SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL



El dueño de la planta es el responsable de la salud y seguridad del personal en terreno. Para delegar su responsabilidad puede contratar un proveedor de servicios de O&M para estas tareas, independiente a esto debe contratar un seguro para accidentes o riesgos laborales.

Seguridad y salud ocupacional (S&S) es un tema muy extenso y no es posible mencionar todos los detalles importantes en este capítulo. Lo que se pretende hacer es un resumen con los puntos claves a tener en cuenta para la segura operación y mantención de una planta solar fotovoltaica.

S&S empieza con la evaluación de los diferentes tipos de trabajo, materiales y componentes con sus inherentes riesgos, para realizar una buena planeación y preparación de las medidas a aplicar. Referente a los trabajos de O&M en una planta solar fotovoltaica

se debe prestar especial atención a maniobras para desconectar circuitos energizados (sobre todo en CC), trabajos eléctricos en general (sobre todo en CC) y caídas del mismo nivel o de niveles elevados.

Para hacer los trabajos de O&M lo más seguro posible, es necesario preparar los procedimientos para cada tipo de trabajo y el personal debe conocerlos a detalle y saber cómo aplicarlos en sus actividades.

Otro punto de especial importancia es la adecuada señalización de áreas de trabajo y su respectiva limitación para evitar que personas no autorizadas tengan acceso. Procedimientos de Lockout/Tagout (LOTO) deben ser preparados siempre y cuando se trabaja en circuitos desenergizados. Su estricto cumplimiento en terreno es imperativo para un trabajo seguro.

Para hablar de todos los temas al respecto se tiene que preparar un manual y un plan de S&S que considere todos los reglamentos vigentes, estándares internacionales (vea por ejemplo, la OHSAS 18.000) y peculiaridades de la planta solar fotovoltaica. El plan y el manual S&S deben incluir reglas y procedimientos al respecto para contener actividades de reportaje y documentación en caso de incidentes, accidentes y casi accidentes con planes de acción al respecto.

El proveedor de servicios de O&M debe asignar un coordinador de salud y seguridad ocupacional, quién se ocupe de la gestión de asuntos de salud y seguridad en sitio y en especial debe asegurarse de actualizar el manual y el plan de S&S con un adecuado uso por todo el personal en el terreno. El dueño deberá contratar una tercera parte para verificar el desempeño de este coordinador de salud y seguridad ocupacional, del personal de O&M en general y todas las medidas tomadas en el lugar incluyendo la documentación al respecto.

13.1 ACTIVIDADES DEL PREVENCIÓNISTA

- Elaborar y/o revisar para cada tipo de trabajo los procedimientos (para trabajos de mantenimiento, inspecciones, mediciones, emergencias y de S&S) y checklists de trabajo seguro, evaluando riesgos y medidas de prevención de incidentes y accidentes.
- Inspección periódica de los EPPs y de las herramientas.
- Velar por el orden y la limpieza en terreno, además del adecuado corte de vegetación (de esta manera evitar gran parte de los posibles accidentes).
- Asegurar un acceso al sitio y caminos internos seguros (por ejemplo, luego de nevadas, fuertes lluvias o hielo en los caminos).
- Reunión previa de 5 minutos cada día.
- Entrenamientos periódicos y simulacros.
- Actualizar permanentemente sus conocimientos referentes a las normas locales e internacionales de S&S y compartir este conocimiento con el personal de O&M.
- Supervisión en terreno permanente (uso de EPPs, adecuada implementación de LOTO,

aplicación de las 5 reglas de oro, etc.).

- Establecer una cadena de comunicación para cualquier accidente o incidente.
- Reportes de seguridad y salud ocupacional.
- Elaboración y archivo de todos los documentos al respecto.
- Actualización permanente del plan y manual de S&S.
- Capacitación para visitantes y personal nuevo.
- Manejo de estadísticas referente a incidentes y accidentes (incluso casi incidentes y casi accidentes). Después de cualquier situación insegura, realizar un análisis de causa del hecho con recomendaciones para evitar este tipo de situaciones en el futuro, etc.

Todo personal de O&M debe leer y comprender el manual y el plan de S&S además de firmar un acta para documentación. Trabajos eléctricos (incluso mediciones en circuitos energizados) deben ser realizados mínimo dos personas.

En adelante se detalla distintos puntos mencionados anteriormente:

13.2 RIESGOS COMUNES DE TRABAJOS DE O&M

Riesgos comunes durante el trabajo del personal de O&M:

- » Deshidratación.
- » Quemaduras por radiación UV.
- » Daños a los ojos por los rayos UV.
- » Caídas por obstáculos en el suelo.
- » Caídas desde escaleras.
- » Heridas debido al inadecuado uso de herramientas.
- » Heridas durante el manejo de materiales y componentes.
- » Descargas eléctricas.
- » Problemas de seguridad del personal puede ocurrir cuando las burbujas en el laminado se hienden o llegan a la junction box o al borde del módulo.
- » Seguridad del personal (por ejemplo, si en la junction box se desprende la lámina y las conexiones estén bajo esfuerzo de tracción (peor con humedad presente) las conexiones se pueden corroer y/o romperse, provocando arcos eléctricos.

13.3 PELIGROS ELÉCTRICOS PRINCIPALES

Los principales peligros eléctricos son:

- » Electrocutarse.
- » Descarga eléctrica.
- » Quemaduras.

La gravedad de las posibles heridas depende del nivel de tensión y de las condiciones ambientales (ambiente húmedo), tipo y condición de EPPs usados, tiempo de exposición a la corriente, camino que toma la corriente a través del cuerpo y estado físico de la persona afectada.

En general las causas de accidentes eléctricos son:

- » No seguir los procedimientos respectivos.
- » No emplear herramientas apropiadas (certificadas, en buen estado, etc.).
- » Lugar de trabajo en condiciones no aptas (mojado, sucio, con obstáculos, etc.).

Corrientes inferiores a 0,1 A, son consideradas peligrosas (en plantas solares fotovoltaicas los amperajes son elevados).

Puntos de especial atención

Hay que observar permanentemente posibles fallas del sistema de puesta a tierra.

Equipos e interruptores con la advertencia “no desconectar bajo carga”, deben respetarse, ya que en muchas ocasiones implica la producción de un arco eléctrico con posibles daños a los equipos y componentes además de provocar accidentes al personal.

Muchos accidentes eléctricos ocurren cuando las personas trabajan en niveles elevados y se caen a causa de una descarga eléctrica.

Siempre hay que desenergizar los circuitos con los que se van a trabajar (ya sea por una parte del tiempo total de los trabajos). Especial cuidado con las cadenas (strings) ya que siempre están energizadas durante el día.

Nunca se debe realizar trabajos eléctricos (mantenimiento, mediciones, etc.) en condiciones húmedas (durante o después de lluvias, etc.). Esto aplica especialmente a equipos con calificación IP o NEMA alta.

Antes de empezar los trabajos, hay que asegurar que ningún módulo fotovoltaico presente rotura de vidrio para prevenir una descarga eléctrica.

13.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

La planta solar fotovoltaica, sus subsistemas y componentes deben ser diseñados de tal manera que puedan proporcionar condiciones de trabajo lo más seguras posibles. Antes de una intervención por el personal de O&M, el dueño de la planta o su representante (muchas veces un proveedor de servicios de O&M) debe inspeccionar el lugar de trabajo, evaluar posibles riesgos, planear y organizar los trabajos de O&M de tal manera que se deba minimizar cualquier potencial peligro.

Después de haber tomado todas las medidas necesarias para evitar los diversos peligros, viene el uso de los equipos de protección personal (EPPs).

El proveedor de servicios de O&M tiene que evaluar los EPPs que sean necesarios y debe asegurarse que todo el personal en el terreno disponga y utilice los respectivos EPPs. También es su responsabilidad capacitar a todo el personal en el correcto uso de los EPPs, por ejemplo (sin pretensiones de exhaustividad):

- » Zapatos de seguridad con buen agarre, casco de seguridad, chaleco reflectante.
- » Protección auditiva, protección respiratoria.
- » Trabajos eléctricos (riesgo de arcos eléctricos): Gafas de protección, guantes dieléctricos (tipo de guantes dependiendo del voltaje del sistema) y uniformes especiales (no inflamables).
- » Cuando se presenten trabajos en altura (por ejemplo, sobre contenedores) hay que usar los EPPs respectivos (protección contra caídas).

Las áreas de plantas solares fotovoltaicas en muchas ocasiones son hábitats naturales de serpientes, insectos y roedores, algunos de ellos pueden ser venenosos. Hay que vestirse con EPPs respectivos, se debe ser atento y cauteloso cuando uno se encuentre en terreno para prevenir mordidas y picaduras.

El prevencionista tiene que apoyar al equipo en terreno en la elección de EPPs adecuados para cada tipo de trabajo y capacitar al equipo para su uso.

Los empleados son responsables de usar sus EPPs acorde a las instrucciones del prevencionista y del fabricante de estos equipos, además mantenerlos en un estado limpio y funcional (para lograr este cometido, se debe revisar diariamente).



13.5 LIMITACIONES DE ÁREAS DE PELIGRO, LOCKOUT / TAGOUT (LOTO)

Todas las áreas que presenten riesgos (zonas donde existió daños y/o fallas, áreas donde se realizan trabajos de mantenimiento eléctrico, etc.), deben ser cerradas y marcadas como tal. El sistema LOTO deberá aplicarse. Solo personal autorizado debe tener permiso para ingresar a estos respectivos lugares y el personal no autorizado tiene prohibido el acceso a estas áreas de trabajo.

LOTO tiene como fin que el personal pueda trabajar con equipos y circuitos eléctricos desenergizados, sin que estos estén operando accidentalmente y comprende estándares y procedimientos al respecto.

Estos procedimientos, como mínimo, deben contener instrucciones de como desactivar un equipo, aislarlo de todas las fuentes de energía e impedir su energización durante trabajos realizados en ellos. Este lockout se hace según procedimientos definidos anteriormente, empleando candados adecuados que impidan la actuación de los interruptores respectivos.

Para que todas las personas estén informadas de que un equipo está en mantenimiento y/o existan personas trabajando en ello, se colocan etiquetas en los interruptores inhabilitados por los elementos de lockout. Este etiquetaje se aplica según procedimientos e instrucciones claramente definidos, se lo denomina tagout.

Hay que velar por el uso de etiquetas y advertencias adecuados, acorde a reglamentos nacionales e internacionales (por ejemplo, Artículo 690 de la NEC).

El entrenamiento periódico de todo el personal en terreno sobre la función de LOTO, su implementación y sus procedimientos es imperativo.

Los pasos de LOTO son:

- » Informar a todo personal en el terreno sobre los trabajos planeados en un cierto equipo de la planta.
- » Cerrar el área de trabajo impidiendo el acceso de personal no autorizado.
- » Desenergizar la sección de la planta donde se requiere realizar los trabajos activando los interruptores respectivos.



Fotografía N° 128. Uso del sistema LOTO durante trabajos de mantenimiento.

- » Cerrar todos estos interruptores (lockout).
- » Colocar las etiquetas respectivas (tagout).
 - Con el nombre de la persona que colocó la etiqueta.
 - Con la fecha.
 - Detalles referentes al proceso de desenergización.
 - Listado de todas las fuentes de energía presentes.
 - Listado de todos los interruptores involucrados.
- » Esperar a que cualquier tensión residual se haya disipado (como mínimo de 5 a 10 minutos, dependiendo las características del equipo).
- » Comprobar que no exista tensión residual (30 V máximo).
- » Solo la persona que colocó las etiquetas debe removerlas, después de que se hallan terminado los trabajos.
- » Antes de energizar nuevamente el equipo, hay que notificar a todo el personal en terreno.

13.6 CADENA DE INFORMACIÓN

El prevencionista debe preparar una cadena de información para cualquier incidente o accidente.

fotovoltaica (por ejemplo, fuera de la sala de control, por cada inversor, etc.).

En el caso de un incidente o accidente, cada persona de O&M de la planta debe saber a quién informar además de tener sus datos de contacto a mano. Además de esto, todos los datos de contacto deben anunciarse en lugares estratégicos de la planta solar

Hay que asegurarse de que cada persona que se dirija al terreno, lleve su respectivo equipo de comunicación y esté en contacto con alguien en la sala de control. Debe llevarse consigo baterías adicionales, y así en caso de emergencia poder comunicarse.

13.7 CAPACITACIÓN

El personal de mantenimiento debe ser capacitado para evitar riesgos en ellos mismos.

- » Por ejemplo, puede suceder que en algunas instalaciones con riesgo de arcos eléctricos no esté colocada la etiqueta respectiva. De igual manera, el personal tiene que conocer el funcionamiento y las especificaciones eléctricas de cada equipo y componente, saber identificar riesgos al respecto y elegir los EPPs correspondientes.
- » Por ejemplo, cuando una caja eléctrica en DC esté abierta (string combiner box, inversor, celda de baja tensión, etc.), los arcos eléctricos son un riesgo permanente y las personas que trabajen con estos equipos deben de usar los EPPs correspondientes (incluso si solo están realizando termografía en las instalaciones mencionadas).

Otras áreas de entrenamiento son:

- » Simulacros (para preparar al personal en terreno de cómo hay que actuar en caso de accidentes).
- » Todos los demás temas de este capítulo.

El entrenamiento lo puede hacer el prevencionista o también autoridades, entidades de seguros social, etc.

13.8 PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS

En el sector de construcción, las caídas representan la mayor causa de accidentes.

Riesgos de caída en altura (según definición general se habla de trabajos en altura a partir de 1,8 m. Nota: Revisar si normas o leyes locales definen otra altura mínima) generalmente aplican a plantas solares fotovoltaicas sobre tejado. En las plantas también existe el riesgo de caída en altura. Por ejemplo, ya sean en trabajos sobre contenedores, sobre el edificio de O&M, en postes del sistema CCTV o de la estación meteorológica.

Protección contra caídas consiste, por ejemplo, de barandas, una red de protección y dispositivos de protección contra caídas.

El personal en terreno que trabaje en altura tiene que ser entrenado en los riesgos respectivos y su prevención. Los procedimientos tienen que estar a disposición del personal en terreno, por ejemplo:

- » Tipos de peligros.
- » Lugares de trabajo en altura en terreno y medidas adecuadas.
- » Equipos de protección y su adecuado uso.
 - Tipos.
 - Uso.
 - Instalación.
 - Mantenimiento.
 - Inspección.
 - Desinstalación.
 - Almacenamiento.

- » EPPs a usar.
 - » Limitaciones de zonas de trabajo.
 - » Comportamiento en zonas altas (moverse lentamente, no llevar herramientas sueltas, etc.).
- En caso de trabajos en la altura u otra situación donde objetos podrían caer se debe:
- » Cerrar el espacio debajo.
 - » Hay que asegurar que los trabajadores no dejen objetos sueltos en niveles altos.
 - » Instalar paredes para evitar la caída de objetos.
 - » Hay que asegurar que todo el personal lleve su casco de protección.
- Cuando se usa escaleras todos los requerimientos de seguridad (vea normas y leyes vigentes, instrucciones de uso del fabricante etc.) deben ser minuciosamente cumplidos.
- Puntos que deben respetarse.
- » Nunca sobrecargar una escalera.

- » Emplear la escalera en un ángulo adecuado.
 - » Nunca usar escaleras con algún tipo de daño.
 - » Posicionar la escalera en un área seca y estable.
 - » Fijar la escalera adecuadamente en sus límites.
 - » Remover todo tipo de obstáculo en los límites de la escalera (abajo y arriba).
 - » Nunca usar escaleras para otros usos.
 - » Nunca combinar dos o más escaleras.
 - » Llevar herramientas y otros objetos bien fijados (nunca sueltos).
 - » Moverse lentamente.
 - » Siempre tener las dos manos libres.
 - » La distancia vertical entre escalones debe ser uniforme.
 - » Inspeccionar las escaleras periódicamente. En caso de cualquier tipo de daño marcarla y cambiarla.
- Revisar el terreno por su accesibilidad y zonas que se pueden volver deslizantes en caso humedad.

13.9 HERRAMIENTAS ELÉCTRICAS

Solo herramientas certificadas nacional e internacionalmente deben ser usadas. Hay que almacenarlas adecuadamente y revisarlas periódicamente. Todas las herramientas defectuosas deben ser marcadas e inmediatamente retiradas para su reparación o retiro definitivo.

Durante su uso, hay que seguir estrictamente las instrucciones de los fabricantes. Hay que usar los EPPs acorde al tipo de trabajo y herramientas eléctricas, principalmente debe emplearse guantes y gafas de protección.

Precauciones.

- » Herramientas eléctricas que no estén en uso, hay que desconectarlas.
- » Tener ambas manos libres para operar las herramientas.
- » Usar ropa ajustada.

- » No usar relojes ni joyas.
 - » No tener el cabello largo suelto.
 - » Especial cuidado con el cable de las herramientas, evitar que se dañe durante su uso y su almacenamiento.
 - » Mantener las herramientas en buen estado y limpias.
 - » Las herramientas eléctricas deben estar aisladas y con su puesta a tierra funcionando.
 - » Solo usar las herramientas en su campo de aplicación, dentro de sus límites y calificación.
 - » Revisar las herramientas antes de su uso.
- El nivel máximo de tensión del sistema determina las especificaciones eléctricas necesarias de las herramientas. Los circuitos CC de las plantas solares fotovoltaicas tienen un voltaje de 1.000 VOC STC (en condiciones especiales, como bajas temperaturas pueden sobrepasar este valor).

13.10 DESCONECTANDO CIRCUITOS

Uno de los trabajos más peligrosos en las plantas solares fotovoltaicas es accionar los interruptores, especialmente los de corriente continua y alterna en media tensión.

Al accionar un interruptor, siempre debemos girar el cuerpo lejos del interruptor y girar el rostro hacia otra dirección (no de frente ni observando el interruptor), para disminuir el riesgo de heridas en caso de que se produzca un arco eléctrico. Algunos prevencionistas aconsejan cerrar los ojos y tomar bastante aire (para no respirar los gases en caso de un accidente).

Si llega a ocurrir un accidente, hay que evitar inhalar el humo (especialmente si hay cableado de aluminio involucrado). El humo con partículas de aluminio es altamente dañino para la salud.

Desconectando inversores

- Para apagar un inversor hay que seguir estrictamente las indicaciones del fabricante (en la planta solar fotovoltaica de Uyuni es Power Electronics):
- » Se puede realizar a través de la pantalla del inversor o de forma remota.
 - » Si el inversor tiene interruptores integrados, se procede de la siguiente manera:
 - Colocar el interruptor central del inversor en OFF.
 - Abrir el interruptor del lado de la corriente alterna del inversor.
 - Abrir el interruptor al lado de la corriente continua del inversor.
 - Colocar los lockouts (candados).
 - Colocar las etiquetas tagout.

PRECAUCIÓN

Hay que tener en cuenta que si un disconnecting unit está abierto, siguen presentes tensiones peligrosas porque los cables CC de los strings siguen conectados.

También las pletinas del bus CA y CC están energizadas.

Los inversores tienen condensadores en ambos lados (CC y CA) que necesitan un tiempo de

descargar después de desconectar el equipo, para evitar descargas eléctricas.

Si no hay un caso de emergencia no usar los botones de rapid shut down, usar los interruptores para no bajar la vida útil de los botones de emergencia.

Desconectando los transformadores

Para desconectar los transformadores y realizar trabajos en los mismos, se sigue estrictamente las indicaciones del fabricante (para la planta en Uyuni el fabricante es Power Electronics):

Desconectar los inversores (vea “desconectando inversores”, mencionado anteriormente).

Desconectar el interruptor de la celda de baja tensión del transformador la cual está conectada con los inversores mencionados anteriormente.

Desconectar el interruptor de la celda de media tensión del transformador.

Para las celdas de baja y media tensión también se aplican las reglas de LOTO.

Desconectando cajas combinadoras (String combiner boxes)

Para trabajos en los strings y dentro de las cajas combinadoras (cuidado con los polos positivo y negativos, siempre existirá tensión (tanto por el lado aguas abajo como al lado aguas arriba) – aún con la caja combinadora desconectada).

Si hay que realizar trabajos entre las cajas combinadoras y el inversor, primero se debe desconectar el inversor (vea “desconectando inversores” mencionado anteriormente).

- » Poner el interruptor CC en posición 0 u off.
- » Verificar que no exista corriente pasando por los cables (con una pinza amperimétrica).
- » Abrir todos los fusibles.
- » Nunca abrir un fusible sin antes comprobar la ausencia de corriente en el string. Retirar fusibles de un string energizado, puede producir un arco eléctrico.

Desconectando strings (cadenas de módulos)

Para trabajar con los homeruns entre mesas y string combiner box:

- » Desconectar la caja combinadora (vea el punto anterior).
- » Comprobar la ausencia de corriente (por ejemplo, si existe un cambio de polaridad).
- » Abrir los conectores donde empiezan y/o terminan los homeruns en la mesa (es decir, en el primer módulo del lado positivo y en el primer módulo del lado negativo).
- » Colocar a los dos conectores (macho y hembra) sus tapas correspondientes.
- » Comprobar en la caja combinadora, con un voltímetro, la ausencia de voltaje (Voc) en los strings.

Desconectando módulos

Para trabajar a nivel string o por módulo fotovoltaico (cuidado entre el polo positivo y negativo de un módulo, siempre existirá tensión).

- » Desconectar módulo por módulo los strings una vez se compruebe la ausencia de (Voc) y corriente (Isc).
- » Nunca se debe desconectar los conectores de los módulos o de cadenas de módulos cuando están energizados (posibilidad de producción de un arco eléctrico).
- » En caso de remover algún módulo de la cadena, debemos asegurarnos de que la puesta a tierra de los demás módulos estén intactas.

Parada de emergencia

Presiona el interruptor de emergencia del inversor y en caso de que el inversor no cuente con parada de emergencia hacer lo siguiente:

- » Para apagar un inversor hay que seguir estrictamente las indicaciones del fabricante.
- » Generalmente se puede realizar a través de la pantalla del inversor o de forma remota.
- » Si el inversor tiene interruptores integrados se procede de la siguiente manera:
 - Colocar el interruptor central del inversor en OFF.
 - Abrir el interruptor del lado de corriente alterna del inversor.
 - Abrir el interruptor del lado de corriente continua del inversor.
 - Colocar los lockouts (candados).
 - Colocar las etiquetas tagout.
 - Emplear todos los procedimientos de LOTO (esperar a que la tensión residual se disipe, comprobar la ausencia de tensión residual, etc.).
- » Si el inversor no tiene interruptores integrados, hay que accionar interruptores y/o seccionadores externos que nos ayuden a desenergizar el inversor. Seguimos con los procedimientos de LOTO respectivos.

13.11 TRABAJANDO CON CIRCUITOS ENERGIZADOS

Algunos trabajos (especialmente de inspección y ensayos) requieren que el personal de O&M lo realicen con equipos o circuitos energizados (como ejemplo, mediciones de voltaje y de amperaje de operación).

Nota: Tomar en cuenta que los módulos fotovoltaicos están energizados en presencia de luz solar.

Medidas a tomar para realizar un trabajo seguro.

- » Solo personal calificado debe realizar los trabajos.
- » Uso de EPPs adecuados.
- » Conocimiento de los procedimientos respectivos.
- » Conocimiento de las normas y reglas correspondientes.
- » Conocimiento del correcto uso de herramientas.

Energizando equipos

Antes de energizar nuevamente los equipos, debemos asegurarnos que:

- » Los trabajos se hallan finalizado (por ejemplo, trabajos de mantenimiento).
- » Que el lugar de intervención esté limpio y ordenado.
- » Todas las tapas y tapaderas estén cerradas.

- » Se han removido:
 - Las barreras, conos, etc.
 - Todos los candados (lockout).
 - Todas las etiquetas (tagout).
 - Todas las herramientas, materiales, etc.
- Energizar los equipos según indicaciones del fabricante.

13.12 ENSAYOS Y MEDICIONES

Desde el punto de vista de seguridad, es preferible usar termografía (con dron o manual) y datos de sensores instalados de forma permanente, en vez de realizar ensayos eléctricos que siempre implican ciertos riesgos.

En caso de hacer ensayos y/o mediciones, hay que emplear los equipos de medición según las indicaciones de uso del fabricante (por ejemplo, para su propósito y dentro del rango de sus especificaciones).

Se tiene que asegura que estén en un estado impecable de mantenimiento, según las indicaciones del fabricante. Sus calibraciones deben estar vigentes y antes de las mediciones hay que verificar que estén sin daños o que no presenten señales de degradación.

Las mediciones se deben realizar con personal calificado, siguiendo todas normas y reglas de seguridad respectivas. El personal tiene que conocer los equipos instalados y cómo emplear los equipos de medición.

Trabajando con circuitos energizados y altas tensiones implica el riesgo de arcos eléctricos, descargas eléctricas y quemaduras. El peligro aumenta si existe una combinación de riesgos (trabajos en alturas, en lugares con poca visibilidad, ambiente húmedo, áreas de restringida accesibilidad, etc.). Por esto es fundamental elaborar procedimientos adecuados.

Mediciones en sistemas fotovoltaicos incluyen el riesgo de exposición a circuitos energizados y altos voltajes. Entre otras medidas es necesario un equipo de protección contra arcos eléctricos, cuando se trabaja bajo estas condiciones (incluyendo abrir cajas, gabinetes, cabinas, etc.).

Mediciones de resistencia:

Se debe emplear todas las precauciones respectivas (usar guantes de goma con protección de cuero).

Nunca se puede conectar el equipo de medición a circuitos energizados. Los circuitos deben ser desconectados de cualquier fuente de energía y también de cualquier equipo eléctrico (inversor, supresor de sobretensiones, etc. Ya que las altas tensiones los pueden dañar), una vez verificado el estado desenergizado de los equipos y las medidas de LOTO establecidas, antes de conectar los equipos de medición, recién se puede empezar las mediciones.

Primero siempre hay que conectar la puesta a tierra del equipo.

Equipos de medición de aislamiento no se deben emplear cerca de material inflamable.

13.13 EXTINTORES

Hay que preparar un plan contra incendios. Este plan, entre otros, definirá el tipo de extintores, la cantidad y su localización.

Hay cuatro clases de extintores.

- » Clase A: Para material convencional (como papel, madera, plásticos).
- » Clase B: Para líquidos y gases inflamables.
- » Clase C: Para incendios en equipos energizados.
- » Clase D: Para incendios de metales inflamables (como litio)

Hay extintores de mezclas de algunas o todas de las clases A, B y C.

También incluirá cadenas de información, procedimientos para combatir incendios (especial

cuidado con equipos eléctricos), documentación, etc.

El prevencionista debe asegurarse de que todos los extintores exigidos por ley o por este plan estén:

- » Los adecuados (tipo de extintor) y cantidad (volumen del contenedor).
- » En su lugar y fácilmente accesibles.
- » Vigentes. Hay que cambiar extintores que estén por vencer.

El equipo de O&M en terreno periódicamente debe ser capacitado en el apropiado uso de los diferentes tipos de extintores y de sus ubicaciones en terreno. Estas capacitaciones sirven para verificar el correcto funcionamiento de los extintores.

13.14 SUSTANCIAS PELIGROSAS

Especial atención debe prestarse respecto al manejo de sustancias peligrosas (por ejemplo, lubricantes, pesticidas, veneno para control de plagas, pinturas, etc.). El prevencionista tiene que asegurar que estas sustancias estén almacenadas de forma adecuada (por ejemplo, lubricantes con bandeja de derrame), que todos los contenedores de sustancias peligrosas tengan su respectiva hoja de seguridad en la cual el fabricante indica las medidas a tomar para su uso

seguro y que el equipo de O&M esté capacitado en usarlas.

El uso de varias sustancias peligrosas exige la certificación del personal que las esté usando (por ejemplo, ciertos herbicidas e insecticidas).

Especial atención debe ser prestada al uso de EPPs al respecto (máscaras, gafas, guantes, etc.).

13.15 TRABAJOS DE NOCHE

Algunos trabajos se realizan de noche (por ejemplo, electroluminiscencia). Existen empresas que prefieren hacer trabajos de mantenimiento en la parte DC de la planta solar fotovoltaica durante la noche cuando el sistema no está energizado por la luz solar.

Trabajando de noche hay que considerar peligros como:

- » Visibilidad reducida, inspeccionar el área durante el día e iluminarlo lo suficiente para evitar caídas

durante la noche.

- » Baja temperatura, hay que asegurarse de que el personal ande con ropa adecuada.
- » Emergencias, hay que asegurar que esté presente un prevencionista disponible en la planta.
- » Hay que asegurar una buena comunicación entre el personal que trabaja en terreno (de noche es más complicado encontrar a personal desaparecido).

13.16 VISITAS

El prevencionista debe dar una capacitación de introducción a todas las personas que entren al terreno (subcontratistas, vecinos, autoridades, visitantes comunes, etc.). Las personas luego de la introducción deben firmar unas actas que el prevencionista debe archivar.

Los visitantes deben ser equipados con todos los EPPs respectivos, si van a terreno deben ser acompañados por personal competente del equipo O&M.

13.17 COORDINACIÓN CON SERVICIOS DE EMERGENCIA

Invitar a los servicios de emergencia local: bomberos, ambulancia y policía para que conozcan el lugar: vías de acceso, parqueos, caminos interno, equipos y componentes de la planta. Se les debe mostrar el funcionamiento de los diferentes equipos y componentes y los riesgos involucrados en la operación de la planta y el adecuado comportamiento en caso de fallas o accidentes.



13.18 PRIMEROS AUXILIOS

Para poder reaccionar rápidamente en caso de accidentes, se debe tener personal calificado y equipos y/o material de primeros auxilios en terreno.

De cada diez personas de O&M en terreno por lo menos uno tiene que ser capacitado en primeros auxilios. Si la planta está alejada del hospital más cercano, hay que evaluar si es necesario emplear un paramédico que esté permanentemente en la planta. Hay que auditar si hay trabajos que requieren conocimientos especiales tanto del prevencionista y/o paramédico como de los empleados.

Siempre debe estar disponible, para todo el personal O&M, el botiquín de primeros auxilios. Estos botiquines tienen que ser equipados con todo lo exigido por la ley vigente, lo determinado por el prevencionista y el manual de seguridad y salud ocupacional. Todo personal en el terreno debe ser capacitado en su adecuado uso.

Todos los equipos de primeros auxilios deben estar en sus lugares designados, fácilmente accesible (por ejemplo, sin necesidad de usar una escalera) y siempre en estado vigente y seguro de usar.

13.19 REPORTE Y ESTADÍSTICAS

El dueño de la planta (y su representante en el terreno el prevencionista) es responsable de elaborar reportes diarios, semanales, mensuales y anuales con las informaciones de interés (por ejemplo, personal de prevención en terreno, entrenamientos, ajustes de manuales, planos y procedimientos, listado de botequines y otro material de primeros auxilios).

Luego de un incidente, accidente, casi incidente y casi accidente, se debe realizar informes adicionales que incluyen un análisis de las causas de lo sucedido y medidas para prevenirlos en el futuro. Siempre y cuando pasen tales sucesos, todo el personal en terreno debe pasar un entrenamiento de cómo prevenirlos.

Hay que llevar un sistema de control estadístico (con sus respectivos indicadores) de tasas de accidentes e incidentes, tipos de trabajos involucrados, personas

14

MANEJO
ECONÓMICO
DE O&M



14

MANEJO ECONÓMICO DE O&M



Los costos de servicios de operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica varían según su alcance, ubicación de la planta y sus características. Servicios básicos de pequeñas plantas pueden costar solo 5 USD / kWac x año mientras que paquetes all in de plantas de gran magnitud pueden tener un costo de hasta 20 USD / kWac x año. En promedio para plantas grandes, se habla de precios de 7 a 8 USD / kWac x año.

En general los servicios referenciados a kWac cuestan menos en plantas grandes que en plantas pequeñas (por efectos de escala). Por ejemplo, en Chile para las plantas entre 1 y 10 MWp se tiene un rango de precios entre 10.000 y 15.000 USD / (MWp x año). Mientras que para las plantas sobre los 10 MWp se tiene un rango de precios entre los 5.000 y 10.000 USD / (MWp x año).

Los valores anteriores son solo valores referenciales.

En adelante unos desgloses de precios de O&M por rubros (depende mucho de las condiciones en las que se encuentre cada planta solar fotovoltaica):



14.1 DESGLOSE GENERAL DE COSTOS POR RUBRO DE O&M

- » 33 % inversor.
- » 17% limpieza y corte de vegetación.
- » 17% Estructura y otros asuntos mecánicos.
- » 15% Componentes eléctricos y cableado.
- » 10% Gestión y administración, documentación.
- » 8% Módulos fotovoltaicos.

14.2 DESGLOSE DETALLADO DE COSTOS POR RUBRO Y DE PARÁMETROS QUE DETERMINAN LOS COSTOS

Operación, los precios dependen de:	Software
<ul style="list-style-type: none">» Si el monitoreo remoto es posible.» Si la gestión de garantías está incluida.» Si hay que cumplir con las garantías de rendimiento.» Multas que se apliquen.» Tiempo de respuesta (por ejemplo, arreglar un inversor dentro de 72 horas).» Horas de supervisión (permanentemente, 8 horas por día, etc.).	<ul style="list-style-type: none">» El costo de un sistema de monitoreo para plantas a gran escala puede llegar a unos 100.000 USD por año para un sistema de múltiples sensores, alta exactitud y amplias posibilidades de extracción de datos.» Hay paquetes de software para todo tipo de actividad (gestión de personal, documentación, partes de repuestos, etc.).

Mantenimiento: 2 – 3,0 USD / kWac x año:

- » Trabajos que estén incluidos (ver manual de O&M, contrato O&M y exigencias de las garantías).
- » Si el mantenimiento correctivo y predictivo están incluidos.
- » Que herramientas son necesarias.
- » Asuntos técnicos como: seguidor o estructura fija y/o inversor central o inversores string, etc.

Inspección eléctrica: 2,5 – 5,0 USD / kWac x año:

- » Frecuencia de inspecciones (ver plan de O&M).
- » Si expertos externos son necesarios para ciertos ensayos y/o mediciones.
- » Que herramientas son necesarias.

Limpieza de módulos: 0,8 – 1,4 USD / kWac x año:

- » Tipo de limpieza (manual, con máquina, con robots).
- » Distancia a la próxima planta de agua desmineralizada.
- » Limpieza con agua o en seco.
- » Costo del agua.
- » Frecuencia de limpiezas por año.
- » Costo de personal.
- » Costo de gasolina.

Corte de pasto: 0,5 – 0,7 USD / kWac x año:

- » Rapidez de crecimiento del pasto.
- » Tipo de corte (con máquina, con ovejas).
- » Si se usa herbicidas.

Corte de árboles y/o arbustos: 0,5 - 3,0 USD / kWac x año:

- » Cantidad de arbustos y/o arboles alrededor de la planta solar fotovoltaica.
- » Tipo de vegetación.
- » Altura de los árboles.
- » Que herramientas se necesitan.

Control de plagas

- » Requisitos legales.
- » Frecuencia (tiempo y ubicaciones).
- » Calificación del personal requerido.

Mantenimiento de inversores: 4,0 – 8,0 USD / kWac x año:

- » Inversores string o central.
- » Si el equipo técnico en terreno está autorizado a realizar mantenimiento o si se tiene que requerir de un experto externo.
- » Fabricante / calidad del equipo.
- » Garantías vigentes.

Nota:
Estos datos no consideran el cambio de inversores. Un inversor en promedio tiene una vida útil de 15 años. Luego depende si existe una garantía prolongada para el intercambio del inversor. Si no, habría que comprar un nuevo equipo.

- » Partes de repuesto: 7,0 – 15,0 USD / kWac x año:
- » Partes que cuentan con garantía (tipo y cantidad).
- » Vigencia de las garantías.
- » Calidad de las partes (probabilidad de falla).
- » Cantidad de partes en la planta solar fotovoltaica.
- » Importancia de las diferentes partes para la segura y confiable operación de las plantas.
- » Costos del almacenamiento:
 - Renta y/o costo de edificios de almacenamiento.
 - Renta y/o costo de equipos para almacenaje (armarios, etc.).
 - Costo de personal.
 - Costo de seguros.
 - Costo de insumos.
 - Costo de equipos (aspiradoras, etc.).

Notas referentes al listado anterior

- » Generalmente en plantas de 30 a 100 MWp debe haber permanentemente entre 6 y 10 personas en el terreno durante la semana (el fin de semana bastan con 2 personas en vigilancia). Siempre debe haber alguien del equipo O&M asignado para cualquier emergencia.
- » Para poder actuar lo más pronto y eficiente, en caso de falla de un equipo (mantenimiento correctivo), hay que prepararse a tiempo. Hay que tener disponible fondos y contratos con proveedores de servicios y componentes.
- » A lo largo de la vida útil de la planta los costos de O&M suben (tanto por mantenimiento preventivo como por mantenimiento correctivo). En los primeros años (sin cambio de equipos mayores y sin una notable degradación de los componentes) los costos básicos (sin adicionales) de O&M de una planta solar fotovoltaica son de unos 0,5 - 1% del CAPEX, en la fase de edad media aproximadamente 1% y al final de la vida útil de la planta de 2 a 3% del CAPEX (sin calcular intereses, inflación, etc.).

El costo de O&M total durante la vida útil de una planta solar fotovoltaica es de unos 200.000 USD / MWp, es decir, aproximadamente el 25% del precio del EPC (puede variar desde 125.000 USD hasta 500.000 USD o entre 15 % y 60 % del precio de EPC).

- » El O&M aumenta el precio de energía (LCOE) de unos 0,4 centavos USD / kWh al principio hasta unos 0,7 centavos USD / kWh al llegar a los 10 años. Posterior a los 10 años de operación se eleva hasta llegar a 2,5 centavos USD / kWh adicionales hasta los 25 años (en sistemas de mayor edad la tasa de degradación es clave para la rentabilidad de la planta).
- » En promedio, el costo adicional al LCOE por O&M es de 1 centavo USD / kWh.
- » Si la planta se encuentra en una zona remota, los costos logísticos pueden tomar un gran porcentaje del total.
- » Especialmente en administración y gestión de documentación y/o reportes se puede economizar si se centraliza las actividades en caso de tener varias plantas a manejar.

- Impuestos.
- Costo de administración.
- Vigilancia.
- Costo de manipulación de los componentes.

- » Costos de gestión:
 - Costos de oficina.
 - Costos de personal.
 - Costos de infraestructura.
 - Costos de electricidad.
 - Costos de logística.
 - Costos de seguros.
 - Costos de impuestos.
 - Costos de control de entrega de productos.

Vigilancia de la planta

- » Responsabilidades y/o trabajos.
- » Hay un sistema CCTV instalado: sí /no.
- » Especificaciones del sistema CCTV.
- » El control de acceso está incluido: sí / no.
- » Turnos (durante el día / durante la noche / durante fines de semana y días festivos).
- » Requerimientos de reportes.
- » Cadena de información.

Seguros

- » Seguros requeridos y/o incluidos.

Aspectos que corresponden a varios de los puntos mencionados

- » Salario del personal (interno y/o externo).
- » Materiales necesarios (aceites, lubricantes, fusibles, pintura, etc.).
- » Turnos de personal y número de personal en terreno.
- » Distancia a la próxima ciudad.

14.3 DESGLOZANDO LOS PRECIOS EN PARTIDAS (NO EN RUBROS COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE)

Operación de la planta	Mantenimiento preventivo
<ul style="list-style-type: none">» Personal.» Insumos (electricidad, agua, gasolina, etc.).» Telecomunicación.» Vehículos.» Limpieza.» Manejo de basura (domestico, industrial o peligroso).» Otros costos administrativos.» Software.» Hardware.» Licencias.» Impuestos y otras tasas.» Mantenimiento del edificio de O&M.» Etc.	<ul style="list-style-type: none">» Incluyendo materiales y componentes.» Los costos de mantenimiento preventivo son relativamente fijos. <p>Mantenimiento correctivo</p> <ul style="list-style-type: none">» Se estima el costo para inversores, equipos y componentes de la planta solar fotovoltaica. Hay que revisar las garantías, responsabilidades, plazos, alcance (producto, trabajo, transporte, ensayos), etc. para descontar casos de garantía del balance económico.» El pronóstico de costos de mantenimiento correctivo está basado en modelos: en qué año y reparaciones se necesitarán. <p>Mantenimiento predictivo</p>

14.4 RESERVAS GENERALES

<ul style="list-style-type: none">» Costos extras:<ul style="list-style-type: none">• Ejemplo: Por daño de inversores que generalmente ocurre entre el año 10 y 20.• Al final de la vida útil hay que calcular costos para el desmontaje de la planta.» Reserva: A partir del año 10, hay que prever una reserva para poder pagar el recambio de equipos por falla:<ul style="list-style-type: none">• Aproximadamente 40.000 USD por MWp en el año 10.• Luego se eleva a 80.000 USD por MWp en el año 20.• A partir del año 20 desciende hasta 60.000 USD por MWp.	<p>Reserva para un caso extremo:</p> <p>El caso extremo es el caso estadístico en el cual la falla de componentes representa la mayor inversión durante toda la vida útil de la planta referente al mantenimiento correctivo.</p> <p>Este monto de dinero tiene que estar disponible en cualquier momento durante la vida útil de la planta (en efectivo, a través de un seguro o mediante una línea de crédito de un banco). Cuando viene este momento del caso extremo, el dinero debe estar a disposición de forma inmediata para poder reaccionar lo antes posible.</p> <p>También sería deseable estar preparado para eventos ambientales extremos (daños menores a través de un cierto presupuesto y daños mayores a través de seguros).</p>
---	---

14.5 EJEMPLO: LIMPIEZA DE MÓDULOS

<p>Para calcular la frecuencia óptima de limpieza, hay que considerar múltiples parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none">» Costos fijos: logística y organización del equipo, etc.» Costos variables: agua, personal, gasolina, etc.» La tasa de pérdida de generación energética por ensuciamiento: ejemplo % / mes costos relacionados con estas pérdidas por mes (depende de la irradiación (puede ser que, en un cierto mes del año, genere más que en otro) y el costo de venta de energía).» Impuestos, etc.» Relación irradiación directa y/o difusa (la difusa será más reducida por ensuciamiento).» Por fin la comparación: Costo de limpieza / aumento de ingresos por mayor generación / siempre hay una frecuencia / y puntos de tiempo perfecta para que el LCOE (levelized cost of energy) sea mínimo.	<p>Ejemplo práctico:</p> <p>Pérdidas anuales de generación de energía por ensuciamiento: 2,1 %</p> <p>Se puede bajar el porcentaje de pérdidas de generación a:</p> <ul style="list-style-type: none">» 1,65 % con una limpieza por año.» 1,39 % con dos limpiezas por año.» 1,29 % con tres limpiezas por año. <p>Esto significa una ganancia de generación respecto a la frecuente limpieza:</p> <ul style="list-style-type: none">» 21 % con una limpieza.» 34 % con dos limpiezas.» 39 % con tres limpiezas. <p>Observando el porcentaje de generación se gana con cada limpieza adicional:</p> <ul style="list-style-type: none">» 21 % con una limpieza (respecto a ninguna).» 13 % con dos limpiezas (respecto a una).» % con tres limpiezas (respecto a dos). <p>Se ve claramente que con cada limpieza adicional el beneficio de generación va disminuyendo. Hay que calcular la frecuente limpieza por año que de sentido a la inversión.</p>
---	---

14.6 VALOR DE O&M EN CASO DE VENTA DEL ASSET

<p>Junto con la evaluación del valor actual del asset se hace la suma de cada año restante del balance económico (descontando las tasas de inflación y/o de interés) de la planta para obtener el valor total de todos los costos de O&M estimados durante la vida útil restante de la planta.</p> <p>Añadiendo el pronóstico de la generación de energía durante los años restantes de la planta se calcula el LCOE (levelized cost of energy).</p> <p>Estas cuatro cifras (valor actual de la planta solar fotovoltaica, suma de costos restantes para O&M, generación de energía de los años restantes de la planta y LCOE) son de gran importancia para inversionistas interesados en la compra de la planta.</p>	<p>Ejemplo: Estimación de costos y/o beneficios al final de la vida útil de una planta solar fotovoltaica</p> <p>Preparar una estimación de costos y/o ganancias de esta fase final. Cobre, aluminio y acero se pueden vender a un buen precio. Mientras que los trabajos de desmantelamiento cuestan (se puede usar personal menos calificado comparado con la instalación, el uso de maquinaria será similar a lo necesitado durante la instalación). Sustancias peligrosas y sustancias no reciclables tienen un alto costo para su transporte y deposición adecuada.</p>
---	---



15
GARANTÍAS

15

GARANTÍAS



Las garantías son documentos legalmente vinculantes, al mismo tiempo voluntarias, es decir, quien emite una garantía puede redactarla a su propio criterio. Por esto es importante leerlas detalladamente:

- » Alcance.
- » Condiciones.
- » Excepciones.
- » Plazos para tomar ciertas acciones (Por ejemplo, informar al fabricante de un daño).
- » Plazos de vigencia (Con posibilidad de extensión).

También es importante tener las garantías debidamente firmadas por las personas indicadas y archivarlas para tenerlas presentes cuando necesario.

Tratamos con 5 tipos de garantías:

1. Garantía de instalación (Del Contratista principal – normalmente de 2 años).
2. Garantía de producto (módulo fotovoltaico, inversor, transformador, etc.).
3. Garantía de rendimiento del producto (Usualmente de 25 años para módulos fotovoltaicos).
4. Garantía de rendimiento (Referente a PR o entrega de energía y potencia definidos en los contratos PPA).
5. Garantía de disponibilidad de la planta solar fotovoltaica.

15.1 GARANTÍA DE INSTALACIÓN

El contratista principal normalmente ofrece en su contrato EPC una garantía de instalación. El plazo es de 1 a 5 años (Siendo 2 años lo estándar).

Si dentro del plazo de la garantía del contratista otra compañía hace los servicios de O&M, hay que definir claramente en el contrato EPC que actividades se pueden realizar cumpliendo con los requisitos del contratista y asegurar la validez de la garantía. En este caso, el conocimiento detallado de las

condiciones que el contratista exige para mantener la garantía de instalación, incluyendo la documentación de las actividades de mantenimiento respectivas e identificar condiciones que puedan anular o dejar sin valor la garantía es imperativo.

Se recomienda contratar una empresa de consultoría como TUEV Rheinland o DNV-GL, para realizar una inspección con ensayos y/o mediciones unos meses antes de que se cumpla el plazo de la garantía.

15.2 GARANTÍA DE PRODUCTO

Módulos fotovoltaicos

La garantía del producto cubre defectos referentes a los materiales usados y su producción como ser el marco, vidrio, etc. En general son 10 años, algunos proveedores ofrecen 12 años.

Garantía de ET Solar.

Garantía empieza 90 días después del envío desde ET Solar.

10 años de garantía de producto:

Si hay daños dentro de 10 años ET Solar puede:

- » Reparar.
- » Reemplazar.
- » Reembolsar el módulo.

Manchas, óxido o desgaste mecánico no se incluyen en la garantía.

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para hacer una inspección con ensayos y/o mediciones para determinar el estado de los módulos unos meses antes de que se cumpla el plazo de la garantía del producto.

Estructura:

El estándar son 5 a 10 años de garantía de producto, muchos proveedores ofrecen una extensión, por un costo adicional, a 20 años.

AXIAL ofrece.

- » Garantía estructural de 25 años (solo si Axial lo ha instalado o si Axial emitió un informe de aceptación de la instalación).
- » Garantía de producto: 15 años – (solo si Axial lo ha instalado o si Axial emitió un informe de aceptación de la instalación).
- » Garantía de instalación: 2 años.
- » Garantía de corrosión: Axial estima categoría C4, 2,5 – 4 μm / año de pérdida de capa de galvanización.
- » Nota: Para Uyuni aplicaría la categoría C5 (hay que verificarlo).

Excepciones de garantía de AXIAL.

- » Vientos sobre los acordados en el contrato (determinaciones en el contrato).
- » Cualquier alteración o modificación de la estructura.
- » No seguir las indicaciones de mantenimiento.
- » Cualquier falla de la estructura debe ser notificado al Axial, dentro de 5 días luego de la falla.

Nota: Revisar si hay una garantía para el proyecto Uyuni (No solo una para el proyecto de Yunchara / Tarija).

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para realizar una inspección y determinar el estado de las estructuras de montaje unos meses antes de que se cumpla el plazo de garantía de producto.

Inversor

Power Electronics da 5 años de garantía para:

- » Inversor.
- » Disconnecting unit.
- » Power Plant Controler.
- » Transformador de media tensión.
- » Transformador de servicios auxiliares.

Esta garantía se puede ampliar a 20 años.

Power Electronics da una garantía de 2 años a los SAI (o UPS en inglés).

El desmontaje y/o montaje, transporte, etc. también va por cuenta de PE (En caso de no existir otro acuerdo).

Atención: Las condiciones de garantía indican: Si PE sustituye el equipo o parte de este, el equipo será propiedad de PE.

La garantía se invalida si:

- » Las condiciones de operación no son adecuados (por ejemplo, ventilación inadecuada de un inversor).
- » No se hace mantenimiento según PE.
- » Se realiza modificaciones o reparaciones no autorizados por PE.
- » Si ya no se puede leer el número de serie.
- » Si se sigue empleando el inversor luego de encontrar un error.

La garantía no incluye:

- » Partes de consumo (filtros, fusibles, etc.).
- » Partes externas que no estén producidas por PE.

Dentro de los 15 días de haber encontrado la falla, se tiene que informar a PE por correo electrónico (con número de serie y descripción de la falla).

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para hacer una inspección y determinar el estado de los inversores unos meses antes de que se cumpla el plazo de garantía del producto.

Cuadros de monitoreo en los inversores (Renovagy)

La garantía es de 66 meses y comprende:

- » 21 x datalogger.
- » 21 x fuente de alimentación.
- » 21 x Interruptores.
- » 21 x Moxa Nport.

La garantía cubre la reparación o el cambio de los productos afectados (no el montaje y/o desmontaje).

Exclusiones:

- » Uso inadecuado (vea manual de instrucciones).
- » Cambios y modificaciones realizado por personal no autorizados por Renovagy.
- » Desgaste normal.

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para hacer una inspección y determinar el estado de las cajas combinadoras unos meses antes que se cumpla el plazo de garantía de producto.

Componentes eléctricos:

En general las garantías de componentes eléctricos vencen después de 1 - 5 años.

Es necesario tener un conocimiento detallado de las condiciones que los fabricantes exigen para mantener válidas las garantías de sus productos (incluso la documentación que se debe realizar al respecto), identificar las condiciones que puedan anular las garantías es imperativo.

Hay que asegurar que las garantías del producto, después del cambio del proveedor de servicios O&M, sea transferida automáticamente al nuevo proveedor (y/o al dueño de la planta).

Se debería optar por tener productos del mismo fabricante (por ejemplo, un fabricante de módulos, un fabricante de inversores, etc. para varias plantas solares fotovoltaicas). Así es más sencillo estandarizar los procesos de mantenimiento y la gestión de partes de repuestos será más eficiente. La gestión de garantías también se simplificará. Si

hay productos de varios fabricantes en las diferentes plantas solares fotovoltaicas (hay empresas que en su portafolio tienen 6 diferentes tipos de subestructura, 5 diferentes marcas de inversores, etc.) la gestión de garantías se complica y requiere de mayor tiempo.

En los proyectos de ENDE la garantía de los componentes eléctricos (CC y CA, incluso transformadores y celdas MT) es de 5 años. Nota: Esta información se encontró en los documentos de licitación.

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para hacer una inspección y determinar el estado de los componentes eléctricos unos meses antes que se cumple el plazo de garantía de producto.

Estación meteorológica:

La estación meteorológica tiene una garantía de 5 años desde la aceptación provisional de la planta.

Si existen reclamos, el cliente debería gestionar (y pagar) el:

- » Desmontaje.
- » Embalaje.
- » Transporte por avión a Geónica.
- » Transporte de vuelta.
- » Instalación.

Geónica tiene que mandar el producto (cambiado o reparado) dentro de 30 días luego de recibir el reclamo.

Anemómetro

Garantía: 1 año.

Equipos de medida, adquisición y transmisión de datos 3000C

Garantía: 2 años.

15.3 GARANTÍAS DE RENDIMIENTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El estándar es que posterior a los 25 años, el módulo aún produce el 80% de electricidad respecto a su operación inicial (referenciado a STC), algunos proveedores ofrecen 30 años.

Mucho cuidado con las garantías de los productos, porque las condiciones de las garantías en la mayoría de los casos son ambiciosos:

- » Es difícil comprobar que una deficiencia provenga de la fábrica.
- » Es difícil comprobar que el equipo o producto no funcionan adecuadamente.
- » Hay que transportar y almacenar los componentes exigidos por el fabricante.
- » Hay que realizar la instalación como exige el fabricante.
- » Hay que realizar el mantenimiento como exige el fabricante.
- » Si el lugar de la planta tiene un clima “no estándar”, puede ocasionar que se invalide la

garantía.

- » Muchos proveedores han entrado en banca rota en los últimos años y sus garantías quedaron invalidadas (si es que no se cuenta con un seguro).
- » En caso de que el proveedor acepte la garantía solo paga el valor del producto actual (no incluye la desinstalación, el transporte, y la instalación del nuevo producto).
- » En muchas ocasiones, después de varios años, ya no se encuentra el mismo modelo disponible para reemplazar el dañado.
- » Muchas veces las garantías dejan al proveedor elegir entre reparar el componente dañado, reemplazarlo con un componente nuevo o usado, reemplazarlo con un componente similar o pagar el precio actual del componente.

Garantía de ET Solar:

Se garantiza:

- » Policristalino: 97,5 % de la potencia inicial luego del primer año y en adelante una pérdida de potencia del 0,65% por año hasta llegar al 81,9% de la potencia al final de los 25 años de operación.
- » Monocristalino: 97% de la potencia inicial luego del primer año y en adelante una pérdida de potencia del 0,55% por año hasta llegar al 83,8% de la potencia al final de los 25 años de operación.

Si un tercero, aceptado por ET Solar, comprueba que la degradación es mayor de lo garantizado y es causado exclusivamente por ET Solar, entonces, la empresa puede elegir entre:

- » Compensar con la entrega de nuevos módulos.
- » Reembolsar por la potencia faltante (precio de mercado actual).
- » Reparar los módulos defectuosos.

Fecha que empezará la garantía: 90 días hábiles después del envío desde ET Solar.

Gestión de garantía.

1. Los reclamos tienen que realizarse por escrito al representante de ET Solar:

- » Descripción de los defectos.
- » Imágenes de los números de serie.
- » Imágenes de las partes defectuosas.
- » Copia de la factura comercial.
- » Datos de los ensayos realizados.

2. La garantía no se aplica si:

- » Los módulos al momento del reclamo no están pagados al 100% (ET Solar puede rechazar la garantía).
- » El cliente hizo una reparación sin previa aceptación por ET Solar.

3. La garantía no aplica si ET Solar determina que:

- » Los módulos han sido instalados inadecuadamente (no según el manual de instalación de ET Solar).
- » No se realizó O&M de forma adecuada.
- » No se realizó una manipulación adecuada.
- » Si los módulos están instalados en ambientes no

estándar (tales como sal, sustancias químicas u otras contaminaciones).

- » Por picos eléctricos.
- » Daños por almacenaje inadecuado.
- » Vandalismo.
- » Si el número de serie ya no se puede identificar.
- » Defectos en la estructura de montaje.
- » Otros eventos fuera del control de ET Solar.

ET Solar solo pagará el transporte de entrega (no aéreo). Los costos de devolución (incluso costos de aduana) a ET Solar y todo costo de desmontaje y/o montaje serán cancelados por el cliente. En ciertos casos, ET Solar puede asumir el costo de transporte de devolución.

Si se cambia el dueño de los módulos y estos siguen instalados en el mismo lugar la garantía se puede transferir al nuevo dueño.

Si ET Solar al aceptar la garantía deja producir más módulos de este tipo, puede entregar otro similar (dimensiones, color, propiedades eléctricas).

Si ET Solar hace los ensayos al respecto y determina que no aplica la garantía.

En caso de disputas, un instituto de prueba aceptado por ET Solar tomará la decisión final. Los costos de la disputa deberá pagar la parte perdedora.

Garantía de GCL:

Premisas:

- » No colocar los módulos en lugares de sombras permanentes o regulares.
- » Asegurarse que la fijación de los módulos resista los vientos de la zona, tener los estudios y cálculos respectivos y las confirmaciones por Axial y GCL.
- » Distancia mínima del módulo – terreno: 60 cm.
- » Distancia mínima entre módulos 2 cm (para permitir la expansión térmica).
- » Los puntos de montaje de la estructura deben ser compatibles con el material del marco del módulo (aluminio) para prevenir la corrosión. En caso opuesto no será válida la garantía.
- » No emplear diferentes tipos de conectores en los puntos de conexión.
- » No hacer loops en el cableado string.

Se recomienda contratar una empresa de consultoría para realizar ensayos, por ejemplo, cada 5 años para verificar que los módulos estén dentro de los rangos garantizados.

15.4 GARANTÍAS DE RENDIMIENTO DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

En ocasiones (especialmente si el proveedor de servicios de O&M es el mismo contratista principal) se incluye en el contrato de O&M una “Garantía de Rendimiento” que está definido para alcanzar ciertos KPIs (en general un cierto valor de PR, ya que los componentes de la planta se degradan durante su vida útil hay que especificar el valor de PR a conseguir cada año y una disponibilidad acordada). Si los servicios de O&M no son realizados por el contratista principal, hay que asegurar que la garantía de rendimiento del contratista siga vigente.

Es muy importante especificar de cual “PR” se está hablando (vea capítulo “KPIs”).

Una garantía de rendimiento será una motivación adicional para que el contratista vea la confiable, segura y eficiente operación de la planta solar fotovoltaica, y en caso de fallas tratar de resolver los problemas lo antes posible para reducir down times.

15.5 GARANTÍA DE DISPONIBILIDAD DE LA PLANTA

- » Hay varias definiciones de disponibilidad, vea el capítulo “KPIs”. Hay que definir claramente que es disponibilidad, a que se refiere y como calcularla.
- » Es usual que un proveedor de servicios de O&M garantice un cierto nivel de disponibilidad de la planta solar fotovoltaica.
- » Varios fabricantes de inversores ofrecen garantías de ciertos niveles de disponibilidad. Otra opción será acordar un número de visitas por año para resolver problemas con los equipos.
- » Hay que asegurar que la garantía de disponibilidad siga vigente, incluso cuando un proveedor de servicios O&M asuma los trabajos.





16
SEGUROS

16 SEGUROS



LOS SEGUROS MÁS IMPORTANTES PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS SON:

Seguro de propiedad (o seguro contra todo riesgo)

Este seguro tiene que ser contratado por el propietario, contiene la pérdida o el daño a la planta solar fotovoltaica y los edificios. Generalmente todo daño causado por factores externos está asegurado, salvo daños que estén explícitamente excluidos del alcance del seguro (vea el contrato y/o condiciones del seguro). Estos daños pueden ser interrupciones prolongadas por parte de la distribuidora eléctrica, robos, vandalismo, atentados, inundaciones, tormentas, terremotos u otros desastres naturales.

Seguro de interrupción de producción

Otro tipo de seguro es el que cubre pérdidas por down times de equipos y componentes asegurados.

A parte de recuperar pérdidas y así poder cubrir los gastos, otra ventaja de este seguro es que el precio financiero por la planta solar fotovoltaica es menor porque el riesgo de producción es menor.

Seguro de generación

Si la planta produce menos de lo previsto el seguro paga. A parte de la recuperación de las pérdidas, este seguro también ayuda a obtener mejores tasas de financiamiento.

Seguro de responsabilidad civil

Este seguro lo debe contratar la entidad que hace el O&M, cubre todas las acciones del asegurado, su representante y el equipo de O&M en terreno (errores y omisiones durante la operación y el mantenimiento de la planta solar fotovoltaica).

Este seguro cubre los eventuales daños que pueden sufrir las personas contratadas por la empresa y/o el equipo interno que realicen trabajos de mantenimiento en el terreno o terceros que puedan verse afectados por las labores asociadas a los servicios prestados.

Este seguro de responsabilidad civil debe incluir al propietario y sus empleados como asegurado adicional. Además, debe cubrir a los trabajadores en su lugar de trabajo como en el trayecto a este.

Seguro de indemnización (seguro contra terceros)

Cubre el daño hecho por la planta a personas y equipos.

Seguro de entrega

Asegura equipos y componentes en camino a la planta.

Seguro de accidente

Seguro para cada empleado en caso de accidentes. El monto asegurado puede ser, por ejemplo, 1.000.000 USD por accidente.

Seguro profesional

Para asegurar errores y omisiones.

Seguro de automóvil

Tanto para vehículos propios como para vehículos alquilados y vehículos de empleados que estén usando para el trabajo.

Seguros de garantías (reaseguro)

Seguro que toma las responsabilidades de una garantía de un proveedor en caso de que este entre en banca rota.

El alcance de las prestaciones debe ser definido, los puntos a considerar son:

- » Sumas aseguradas.
- » Servidumbres.
- » Condiciones.
- » Exclusiones.

Para calcular el costo del seguro, primero se determina el precio base, el cual se refiere al tamaño de la planta solar fotovoltaica o a la suma de la inversión de la planta.

Luego se multiplica este precio base con diferentes factores.

- » Factor sumas aseguradas.
- » Factor servidumbre.
- » Factor condiciones.
- » Factor exclusiones.
- » Factor riesgos.

Se hace una doble diligencia, para evaluar el riesgo de las fallas y la baja producción de la planta. Se verifica que riesgos existen, la probabilidad de su aparición y la magnitud económica que puedan alcanzar. Ejemplos para riesgos son: Inundaciones, terremotos, rayos, vientos fuertes, características del suelo (agresividad, residuos contaminantes), robo.

A base de estas evaluaciones se elabora el contrato de seguros con sus tasas y condiciones.

Los seguros a todo riesgo, de rendimiento reducido, de cobertura de pérdida de ingresos y de responsabilidad se presentan con más detalle en las próximas páginas.

16.1 SEGURO A TODO RIESGO

Todos los componentes de una planta solar fotovoltaica deben ser incluidos, por ejemplo:

- » Módulos.
- » Inversores.
- » Estructura.
- » Cableado CC y CA.
- » Protec ciones (tensión y corriente).
- » Transformador.
- » Medidor.
- » Sistema CCTV.
- » Sistema de monitoreo (incluso la estación meteorológica).
- » Estaciones de internet, satelital, telefonía.
- » Edificios.
- » Obras civiles (caminos, drenajes, vallado).
- » Partes de repuesto.

Indemnización por daños no previstos como:

- » Condiciones climáticas (viento, hielo, inundación, granizo, nieve, etc.).
- » Rayos.
- » Terremotos (muchas veces con un tope de valor asegurado).
- » Normalmente aplican restricciones:
 - Hasta un cierto tope de la suma total asegurada (por ejemplo, 20 o 30 %).
 - Servidumbre (por ejemplo 5, 10 o 15 %).
- » Humedad.
- » Roedores.
- » Robo, hurto.
- » Vandalismo.
- » Errores de operación.
- » Cortocircuitos y sobretensiones.
- » Fuego, explosión, quemaduras.
- » Errores de componentes, ingeniería o instalación.

Condiciones y acuerdos

Plazo de reparación

- » Si el daño es menor de un cierto valor (por ejemplo, 5.000, 10.000 o 20.000 USD se puede empezar en seguida con las reparaciones).
- » En caso contrario, hay que avisar de inmediato a la aseguradora y coordinar los pasos que hacer. Debe ser definido en la póliza el tiempo que la aseguradora tiene para mandar a un empleado al terreno para inspeccionar el daño antes de que se pueda empezar con los trabajos de reparación.
- » Especificar trabajos de emergencia (por ejemplo, si la salud de personal está en riesgo) que no puedan esperar a una visita de la aseguradora.
- » Hay que tomar fotografías de los equipos y/o componentes dañados antes de desinstalarlos o repararlos.
- » Hay que guardar los componentes afectados para conservar pruebas.

Deducción del valor del material

Deducción del valor del material retirado (por ejemplo, valor de aluminio de estructuras retiradas).

Aumentos de precios

- » Posibles aumentos de componentes o equipos en el futuro.
- » Porcentaje de aumento, hasta que porcentaje el seguro pagaría el valor completo del componente o equipo dañado (por ejemplo, 20, 50, 100 %).
- » Hay aseguradoras que solo pagan el precio inicial.
- » Generalmente la aseguradora solo pagará precios incrementados si el asegurado empieza lo antes posible con los trabajos de reparación y/o desmontaje acorde a las condiciones de la aseguradora.

Avance de tecnología

Si los inversores, módulos, etc. ya no se encuentran disponibles, el seguro pagará el reemplazo del modelo actual (potencia, tamaño, etc.).

Protección contra sobretensiones y/o rayos

Hay aseguradoras que requieren la instalación de estos componentes y otras que no (depende del lugar de instalación).

Aplica para componentes electrónicos (por ejemplo, inversores).

La limitación de responsabilidad del seguro hasta un cierto plazo después de la puesta en marcha del equipo (por ejemplo 10 o 12 años en caso de inversores).

Algunas aseguradoras pagan si el daño proviene de deficiencias internas de los equipos (en tal caso generalmente aplica un límite).

Medidas para reducir el riesgo de robo

Las aseguradoras ponen ciertas condiciones en sus contratos, por ejemplo:

- » Introducir un chip dentro del módulo (en la fase de producción).
- » Instalar un sistema de vigilancia (CCTV, sensores, vigilantes en terreno, etc.).
- » Conexión del sistema de vigilancia a un servicio de vigilancia y/o policía.
- » Uso de tornillos especiales o conglutinación de componentes (por ejemplo, tornillos de módulos).
- » Vallado y sus especificaciones.

Medidas de protección contra incendios

Las aseguradoras ponen ciertas condiciones en sus contratos, por ejemplo:

- » Hay que asegurar que la vegetación no supere los 20 cm de altura.
- » Aplicar grava delante del vallado (con sus respectivas especificaciones, por ejemplo, excavar 25 cm y rellenar con grava en una zona entre 5 y 10 metros adelante del vallado).
- » Asegurar el acceso a los bomberos a todas partes de la planta solar fotovoltaica (especialmente inversores y transformadores).
- » Hidrantes en el terreno.
- » Tipo y cantidad de extintores requeridos en el terreno.

El seguro debe incluir también a los trabajos de cambio (desinstalación e instalación).

Otras prestaciones incluidas en el seguro pueden ser (generalmente tienen un límite por siniestro, por ejemplo):

- » Búsqueda de fallas.
- » Trabajos de retiro de escombros.
- » Tratamiento y deposición de deshechos.
- » Descontaminación.
- » Extinción de incendios.
- » Terraplenes, trabajos de excavación.
- » Transportes (con camión, avión, etc.).

Asuntos coasegurador tienen un límite (por siniestro y tipo de siniestro).

Daños que no están cubiertos:

- » Solo el asegurado o su representante.
- » Guerra, revolución, rebelión, levantamientos.
- » Energía nuclear.
- » Funcionamiento inadecuado, etc., que ya existían a la fecha de firmar el seguro (y que el asegurado debería haber previsto).
- » Desgaste y degradación normal.
- » Puesta en marcha de un equipo o componente que el asegurado o el proveedor de O&M deberían saber que estaba dañado. O en caso que se hizo una reparación deficiente.
- » Si aún aplica una garantía para el componente y/o equipo por el fabricante, el proveedor o el contratista principal (garantía del sistema).

Nota: Es esencial que el equipo de O&M conozca todas las garantías vigentes y sus condiciones (especialmente como reclamarlas).

- » Si la fecha de condiciones era hace más de 10 / 12 / 15 años (dependiendo de las condiciones de la aseguradora).

16.2 SEGURO DE RENDIMIENTO REDUCIDO

Para reducir el riesgo de baja generación por una radiación reducida, se debe asegurar una cierta radiación global horizontal por año.

Los datos de radiación se obtienen de la estación meteorológica oficial, debidamente operada y mantenida (la más cercana).

Si la radiación global horizontal de un cierto año es menor de 5 % del promedio de los años anteriores

(por lo menos el promedio de los últimos 30 años), el seguro pagará el rendimiento no obtenido (calculando la diferencia de generación real con la generación menos 5 % del promedio).

Este seguro se aplica independientemente de la generación real de la planta solar fotovoltaica.

Dependiendo del seguro pueden aplicar servidumbres.

16.3 SEGURO DE COBERTURA DE PÉRDIDA DE INGRESOS

Si por un daño asegurado la planta solar fotovoltaica no puede generar o entregar electricidad, este seguro da una recompensa de los ingresos perdidos hasta que el equipo esté funcionando nuevamente (por ejemplo, falla de un inversor durante una semana).

El seguro puede tener un límite de plazo (por ejemplo, 3 meses, si un inversor no está reparado después de 3 meses, a partir de este plazo el seguro deja de pagar).

Dependiendo del seguro pueden aplicar servidumbres.

Depende del seguro si por kWp de potencia perdida se paga un valor fijo por día o si se calcula con base en los datos meteorológicos la cantidad de generación como si no existiera falla.

La tasa de seguro depende de varios factores, como por ejemplo, de inversores:

- » Si existe una garantía de reparación por el fabricante.
- » Plazo dentro del que debe reparar el fabricante un inversor dañado.
- » Vigencia de esta garantía.

16.4 SEGURO DE RESPONSABILIDAD (O CONTRA TERCEROS)

En caso de problemas:

- » No hacer declaraciones a terceros, no comentar sobre quien tiene la culpa, no hacer pagos.
- » Informar a la aseguradora.
- » Entregar toda la documentación a la aseguradora.

Notas para todo tipo de seguro:

ser probados por el asegurado (por ejemplo, la causa de la falla era de tipo exterior).

Tasas de seguro

Las tasas de seguros dependen del balance del seguro, sus montos máximos, servidumbres, sus condiciones y restricciones.

Alcance

Hay que poner especial atención qué incluye y qué no (o explícitamente excluido) de los diferentes seguros.

¿Qué hay que hacer en caso de daños y/o problemas?

- » Hacer todo lo posible para prevenir su expansión.
- » Tomar fotografías.
- » Cumplir exactamente con lo exigido por la aseguradora (por ejemplo, manera de elaborar reportes).
- » Archivar toda correspondencia de la aseguradora (clasificación por caso).
- » En caso de robo, informar a la policía.
- » Si es posible (no hay peligro de seguridad, bajo un cierto monto) no intervenir hasta que la aseguradora lo permita.
- » Guardar las partes dañadas.

En caso de querer asegurar una planta solar fotovoltaica que lleva tiempo en operación

- » Revisar que seguros están vigentes.
- » Revisar si se anuló seguros anteriores y sus razones.
- » Revisar si había daños anteriores y cuáles (tipo, extensión, etc.).
- » Muchas veces hay límites de edad de la planta para poder asegurarla (por ejemplo, no debe tener más de 5 o 10 años de operación).

Carga de prueba

A veces daños de equipos y/o componentes eléctricos (inversor, celda, medidor, transformador, etc.). Deben

Un contrato de O&M definido con buenos procedimientos, un plan detallado y manual de O&M que se han adaptado para las condiciones del sitio, un proveedor experto en servicio de O&M junto con una buena ingeniería (que considera las condiciones ambientales del sitio), instalación y elección de componentes puede reducir considerablemente las tasas de seguro a pagar (los puntos mencionados deben ser definidos detalladamente en los contratos de seguros y/o las pólizas).

En caso de asegurar más de una planta solar fotovoltaica normalmente aplican rebajas.

Base line

Sería bueno realizar un base line con EL, del estado de los módulos luego del montaje para futuros eventos como vientos fuertes o granizo.

Si no existe el base line, los seguros, a veces, no aceptan el reclamo (el base line se puede realizar posteriormente, a lo largo de la vida útil de un proyecto).

Base line se aplica aún si durante la vida útil de una planta solar fotovoltaica se cambia el seguro o un nuevo inversionista entra con otro seguro. El base line para este nuevo seguro sería una doble diligencia de la planta, para tomar una fotografía de la situación actual de la planta. En caso de reclamos al seguro, en adelante el seguro puede comparar la situación actual con lo establecido en esta doble diligencia.

Revisión de seguros

Vale la pena cada par de años revisar los seguros vigentes por condiciones, prestaciones y precios y si aplica adaptarlos.



17

NORMAS





EN ADELANTE SE PRESENTAN
NORMAS IMPORTANTES REFERENTE
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
PLANTAS SOLARES (SIN PRETEN-
SIONES DE EXHAUSTIVIDAD):

Sistemas

Sistemas solares:

IEC 62446-1:2016 Photovoltaic (PV) systems
- Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems
- Documentation, commissioning tests and inspection.

IEC 62548:2016: Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements.

Sistemas eléctricos:

IEC 60364: Low-voltage electrical installations.

IEC 60364-5-52:2011: Low-voltage electrical installations – Choice and implementation of electrical equipment – Canalisations.

IEC 61557 Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V AC and 1 500 V DC - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures.

Componentes

General:

EN 50178:1998 Electronic equipment for use in power installations.

Módulos:

IEC 61215-1:2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements.

IEC 61215-2:2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval -

Part 2: Test procedures.

IEC 61730-1:2016 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction.

IEC 61730-2:2016 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing.

IEC 60512-2-2:2003 Connectors for electronic equipment - Tests and measurements - Part 2-2: Electrical continuity and contact resistance tests - Test 2b: Contact resistance - Specified test current method.

IEC 62852:2014: Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests.

IEC 62759-1:2015 Photovoltaic (PV) modules - Transportation testing - Part 1: Transportation and shipping of module package units.

EN 50380:2018 Marking and documentation requirements for Photovoltaic Modules.

IEC 62788-1-2:2016 Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-2: Encapsulants - Measurement of volume resistivity of photovoltaic encapsulants and other polymeric materials.

IEC TS 62788-2:2017 (antes 2 PfG 1793 de TUEV Rheinland) Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 2: Polymeric materials - Frontsheets and backsheets.

IEC TS 60904-13:2018 Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules.

IEC 62716:2013: Photovoltaic (PV) modules - Ammonia corrosion testing.

IEC 61701:2020 Photovoltaic (PV) modules - Salt mist corrosion testing.

IEC 60068-2-68:1994 Environmental testing - Part 2-68: Tests - Test L: Dust and sand.

IEC TS 62804-1:2015 Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon.

IEC 61853-1:2011 Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating.

ISO 8510-2 Adhesives — Peel test for a flexible-bonded-to-rigid test specimen assembly:

- » Part 1: 90 degree peel
- » Part 2: 180 degree peel

IEC 62790:2014 Junction boxes for photovoltaic modules - Safety requirements and tests.

Estructura de montaje:

IEC 62817:2014 Photovoltaic systems - Design qualification of solar trackers.

UL 3703 Standard for solar trackers.

EN 1993 – 1 – 3: 2012 Eurocode 3 - Design of steel structures - Part 1-3: General rules - Supplementary rules for cold-formed members and sheeting.

ISO 14713 Zinc coatings - Guidelines and recommendations for the protection against corrosion of iron and steel in structures:

- » Part 1: General principles of design and corrosion resistance.
- » Part 2: Hot dip galvanizing.
- » Part 3: Sherardizing

ISO 1461:2009 Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods.

Espesores de perfiles de acero y sus respectivos espesores de galvanización:

1,5 – 3 mm: mínimo (promedio) 55 µm y mínimo (mínimo local): 45 µm.

3 – 6 mm: mínimo (promedio) 70 µm y mínimo (mínimo local): 55 µm.

6 mm: mínimo (promedio) 85 µm y mínimo (mínimo local): 70 µm.

Se hace 10 mediciones: el promedio debe cumplir con el promedio y la medida menor debe cumplir con lo mínimo requerido según ISO 1461.



ISO 12944 Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems:

- » Part 1: General introduction.
- » Part 2: Classification of environments.

DIN 50929: Corrosion of metals – corrosión likelihood of corrosión of metallic materials when subject to corrosión from the outside:

- » Part 1: General
- » Part 3: Buried and underwater pipelines and structural components.

EN 12501-1: 2003 Protection of metallic materials against corrosion- corrosion likelihood in soil - PART 1: GENERAL.

EN 12954: 2019 General principles of cathodic protection of buried or immersed onshore metallic structures.

EN 10346: 2015 Continuously hot-dip coated Steel flat products for cold forming – Technical delivery conditions.

DIN 55928-8 Corrosion protection of Steel structures by the application of organic or metallic coatings, corrosión protection of thin-walled structural members.

Inversores:

IEC 60146-1-1:2009 Semiconductor converters - General requirements and line commutated converters - Part 1-1: Specification of basic requirements.

IEC 61683:1999 Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency.

EN 50178:1998 Electronic equipment for use in power installations.

519-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.

1547-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.

IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC).

- » Part 1: General
- » Part 2: Environment
- » Part 3: Limits
- » Part 4: Testing and measurement techniques.
- » Part 5: Installation and mitigation guidelines.
- » Part 6: Generic standards.
- » Part 6-2: Immunity standard for industrial environments.
- » Part 6-3: Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.

IEC 62109 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems:

- » Part 1: General requirements.
- » Part 2: Particular requirements for inverters.

EN 50530:2011/A1:2013 Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters.

IEC 61727:2004 Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface.

IEC 62116:2014 Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.

EN 50524:2010 Data sheet and name plate for photovoltaic inverters.

IEC 62477-1:2012 Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 1: General.

Celdas de baja y media tensión:

IEC 61439-1:2020 RLV Redline version Low-voltage switchgear and controlgear assemblies

- » Part 1: General rules
- » Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies.
- » Part 3: Distribution boards intended to be operated by ordinary persons (DBO).
- » Part 6: Busbar trunking systems (busways).

IEC 62271:2020 SER High-voltage switchgear and controlgear - ALL PARTS.

IEC 62271-1:2017 High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear.

IEC 62271-100:2008/AMD2:2017/ COR1:2018 Corrigendum 1 - Amendment 2 - High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers.

IEC 62271-102:2018 High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.

IEC 62271-103:2011 High-voltage switchgear and controlgear - Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV.

IEC 62271-104:2015 High-voltage switchgear and controlgear - Part 104: Alternating current switches for rated voltages higher than 52 kV.

IEC 62271-105:2012 High-voltage switchgear and controlgear - Part 105: Alternating current switch-fuse combinations for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV.

IEC 62271-200:2011 High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.

IEC 62271-3:2015 High-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Digital interfaces based on IEC 61850.

IEC 62271-4:2013 High-voltage switchgear and controlgear - Part 4: Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF6) and its mixtures.

IEC 60376:2018 Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF6) and complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment.

MV / LV TRANSFORMER:

IEC 60076:2015 OC Online collection Power transformers.

IEC 60851-1:1996 Methods of test for winding wires - Part 1: General.

IEC 60851-2:2009/AMD2:2019 Amendment 2 - Winding wires - Test methods - Part 2: Determination of dimensions.

IEC 60851-3:2009/AMD2:2019 Amendment 2 - Winding wires - Test methods - Part 3: Mechanical properties.

IEC 60851-4:2016 Winding wires - Test methods - Part 4: Chemical properties.

IEC 60851-5:2008/AMD2:2019 Amendment 2 - Winding wires - Test methods - Part 5: Electrical properties.

IEC 60851-6:2012 Winding wires - Test methods - Part 6: Thermal properties.

IEC 60044-7:1999 Instrument transformers - Part 7: Electronic voltage transformers.

IEC 60044-8:2002 Instrument transformers - Part 8: Electronic current transformers.

C37.91-2008 - IEEE Guide for Protecting Power Transformers.

Cables:

EN 50618: 2014 Electric cables for photovoltaic systems.

IEC 60332:2020 SER Series Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions - ALL PARTS.

IEC 60502:2020 SER Series Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - ALL PARTS.

IEC 62440:2008 Electric cables with a rated voltage not exceeding 450/750 V - Guide to use.

IEC 62930:2017 Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC (antes TUV 2 PfG 1169 y luego TUV 2 PfG 1990 de Tuv Rheinland).

IEC 60364-5-52:2009 Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems.

87 ... intermitent in water

88 ... permanently in water (only posible with metal sheet)

TUV 2 PfG 2642 (de TUEV Rheinland) PV Cables with aluminum conductors.

Árnes de cables:

TUV 2 PfG 1913 Wiring harness

DCB:

IEC 60529:2018 Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).

IEC 62208:2011 Empty enclosures for low-voltage switchgear and controlgear assemblies - General requirements.

EN ISO 4892-2:2014 Plastics - Methods of exposure to laboratory light sources - Part 2: Xenon-arc lamps (ISO 4892-2:2013).

IEC TR 60890:2014 A method of temperature-rise verification of low-voltage switchgear and controlgear assemblies by calculation.

UPS:

IEC 62040-1:2017 Uninterruptible power systems (UPS) - Part 1: Safety requirements.

IEC 62040-2:2016 Uninterruptible power systems (UPS) - Part 2: Electromagnetic compatibility (EMC) requirements.

IEC 62040-3:2011 Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3: Method of specifying the performance and test requirements.

IEC 62040-4:2013 Uninterruptible power systems (UPS) - Part 4: Environmental aspects - Requirements and reporting.

IEC 62040-5-3:2016 Uninterruptible power systems (UPS) - Part 5-3: DC output UPS - Performance and test requirements.

String combiner box:

IEC 61439-1:2020 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 1: General rules.

IEC 61439-2:2011 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies.

IEC 60364-7-712:2017 Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Fusibles:

IEC 60269-1:2006+AMD1:2009+AMD2:2014 CSV Consolidated version Low-voltage fuses - Part 1: General requirements.

IEC 60269-6:2010 Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.

PfG 2380 PV String fuse.

IEC 60282-1:2020 High-voltage fuses - Part 1: Current-limiting fuses.

IEC 60282-2:2008 High-voltage fuses - Part 2: Expulsion fuses.

IEC 60282-4:2020 High-voltage fuses - Part 4: Additional testing requirements for high-voltage expulsion fuses utilizing polymeric insulators.

IEC 60364-4-43:2008 Low-voltage electrical installations - Part 4-43: Protection for safety - Protection against overcurrent.

Surge protection devices:

EN 50539-11:2013 Low-voltage surge protective devices - Surge protective devices for specific application including d.c. - Part 11: Requirements and tests for SPDs in photovoltaic applications.

IEC 61643-32:2017 Low-voltage surge protective devices - Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations - Selection and application principles.

IEC 62305:2020 SER Series Protection against lightning - ALL PARTS.

Puesta a tierra:

IEC 60364-5-54:2011 Low-voltage electrical installations - Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements and protective conductors.

Seccionador y bloques de distribución (mono polo):

IEC 60947:2020 SER Series Low-voltage switchgear and controlgear - ALL PARTS.

Mediciones

IEC 61829:2015 Photovoltaic (PV) array - On-site measurement of current-voltage characteristics.

IEC 60904-1-1:2017 Photovoltaic devices - Part 1-1: Measurement of current-voltage characteristics of multi-junction photovoltaic (PV) devices.

IEC TS 60904-1-2:2019 Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices.

IEC 60904-2:2015 RLV Redline version Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices.

Monitoring

IEC 61724:1998 "Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for measurement, Data Exchange and Analysis".

IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring.

IEC TS 61724:2016 Photovoltaic system performance.

- » Part 2: Capacity evaluation method.
- » Part 3: Energy evaluation method.

IEC 60950-1:2005+AMD1:2009+AMD2:2013 CSV Consolidated version Information technology equipment - Safety - Part 1: General requirements.

IEC TR 60870-1-1:1988 Telecontrol equipment and systems. Part 1: General considerations. Section One: General principles.

IEC 60870-2-1:1995 Telecontrol equipment and

systems - Part 2: Operating conditions - Section 1: Power supply and electromagnetic compatibility.

IEC 60870-3:1989 Telecontrol equipment and systems. Part 3: Interfaces (electrical characteristics).

IEC 60870-4:1990 Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements.

IEC 60870-5:2020 SER Series Telecontrol equipment and systems - Part 5: Transmission protocols - ALL PARTS.

1547.3-2007 - IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

EN 55022:2011/AC:2012 Information technology equipment - Radio disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.

IEC TS 63019:2019 Photovoltaic power systems (PVPS) - Information model for availability.

IEC 60068-2-5:2018 RLV Redline version Environmental testing - Part 2-5: Tests - Test S: Simulated solar radiation at ground level and guidance for solar radiation testing and weathering.

IEC 62351:2020 SER Series Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - ALL PARTS.

Calidad

ISO 9001:2015 Quality management systems — Requirements.

Medio ambiente

ISO 14001:2015 Environmental management systems — Requirements with guidance for use.

Salud y Seguridad ocupacional

OHSAS 18001:2007 occupational health and safety management systems.

